



**Inês da Silva Duarte Abastecimento de veículos elétricos através de painéis
fotovoltaicos flutuantes implementados na região do
Alqueva**



**Universidade de
Aveiro**
Ano 2016

Departamento de Ambiente e Ordenamento

Inês da Silva Duarte

**Abastecimento de veículos elétricos através de
painéis fotovoltaicos flutuantes implementados
na região do Alqueva**

Dissertação apresentada à Universidade de Aveiro para cumprimento dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre em Sistemas Energéticos Sustentáveis, realizada sob a orientação científica do Doutor José Paulo Santos, Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Mecânica da Universidade de Aveiro

O júri

presidente	Prof. Doutora Margarida Isabel Cabrita Marques Coelho Professora auxiliar do Departamento de Engenharia Mecânica da Universidade de Aveiro
arguente	Prof. Doutor Manuel Arlindo Amador de Matos Professor auxiliar do Departamento de Ambiente e Ordenamento da Universidade de Aveiro
orientador	Prof. Doutor José Paulo Oliveira Santos Professor auxiliar do Departamento de Engenharia Mecânica da Universidade de Aveiro

Agradecimentos

Quero agradecer, em primeiro lugar, a quem tornou este momento possível, os meus pais. Pelo exemplo, apoio e compreensão incondicional que sempre demonstraram. Quero agradecer às minhas irmãs pela cumplicidade e carinho, por sempre acreditarem em mim.

Agradeço particularmente ao meu orientador, Professor Doutor José Paulo Santos, pela disponibilidade, orientação científica, compreensão e paciência que sempre manteve para comigo durante estes meses de trabalho.

Agradeço também à D2M-Energytransit bem como à EDIA pela colaboração, disponibilidade e pelo fornecimento de dados.

Ao Engenheiro António Duarte pela total disponibilidade para atender às minhas dúvidas, pelos conselhos e ensinamentos pertinentes e pela amabilidade.

À minha avó pela força e coragem que conseguiu incutir na minha personalidade ao longo de algumas décadas de existência. Às minhas primas pelas palavras de encorajamento, compreensão e partilha de etapa de vida.

Aos meus amigos pelos momentos inesquecíveis... Repletos de emoções inigualáveis, tanto nas situações de maior felicidade como nos momentos em que imperou a angústia e preocupação ... Pela partilha de conhecimento, pelos momentos de diversão que me proporcionaram, pelo facto de saber que mais longe ou mais perto todos vós estivestes comigo quando mais necessitei.

Muito obrigada todos.

Palavras-chave Mobilidade Elétrica; Painéis Fotovoltaicos Flutuantes; Postos de carregamento elétrico; Energia Elétrica; *Software HOMER*; *Software Sunny Design Web*

Resumo Na presente dissertação é apresentado um estudo para a viabilidade de introdução de veículos elétricos na frota da EDIA. Para otimizar este estudo vai efetuar-se, primeiramente, a quantificação de energia que é possível produzir através de painéis fotovoltaicos flutuantes através do *software HOMER*. Desta forma, conseguem-se obter várias simulações que permitem encontrar a configuração ótima do sistema, que possibilita o carregamento diário dos veículos elétricos da empresa. O sistema contém uma determinada quantidade de painéis fotovoltaicos flutuantes, inversor, postos de carregamento rápido e uma ligação à rede elétrica nacional. Para quantificar e qualificar a composição do sistema será projetado no *software Sunny Web Design* da marca *SMA* que se denomina *Sunny Web Design*. Esta dissertação introduz uma tecnologia recente de painéis fotovoltaicos, bem como incentiva a empresa a tornar-se mais sustentável.

Keywords

Electrical Mobility; Floating Photovoltaic Panels; Electric Charging Stations; Electric Power; *Software HOMER*; *Software Sunny Design Web*

Abstract

In this dissertation a study is presented for the feasibility of introducing electric vehicles in the EDIA fleet. In order to optimize this study, energy quantification will first be carried out through the HOMER software. In this way, it is possible to obtain several simulations that allow the configuration of the system, which allows the daily loading stipulated by the company. The system contains a certain amount of floating photovoltaic panels, inverter, quick charging stations and a connection to the national electricity grid. To quantify and qualify the system composition will be implemented in the SMA brand software called Sunny Web Design. This dissertation introduces a new technology of photovoltaic panels, as well as encourages the company to become more sustainable.

Índice

ÍNDICE.....	I
ÍNDICE DE FIGURAS.....	IV
ÍNDICE DE TABELAS.....	VIII
ÍNDICE DE GRÁFICOS.....	VII
SIGLAS E ACRÓNIMOS.....	IXII
LISTA DE SÍMBOLOS	XIII
CAPÍTULO 1- INTRODUÇÃO	1
1.1-MOTIVAÇÃO/ CONTEXTUALIZAÇÃO	1
1.2-OBJETIVOS.....	1
1.3-ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO	1
CAPÍTULO 2 – CARACTERIZAÇÃO DA EMPRESA.....	3
2.1-APRESENTAÇÃO DA EMPRESA	3
2.2-LOCALIZAÇÃO GEOGRÁFICA DA EDIA	3
2.3-LOCALIZAÇÃO DAS ALBUFEIRAS.....	4
2.4-QUANTIFICAÇÃO DO POTENCIAL TOTAL DE CADA ALBUFEIRA	6
2.5-CARACTERIZAÇÃO DA FROTA DE VEÍCULOS DA EDIA	9
2.6-CARACTERIZAÇÃO DO VE A INTRODUIR NA FROTA DA EDIA	11
CAPÍTULO 3 – ESTADO DA ARTE.....	13
3.1-TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA	13
3.1.1-RADIAÇÃO SOLAR	13
3.1.2-EFEITO FOTOVOLTAICO.....	13
3.1.3-CÉLULAS FOTOVOLTAICAS.....	14
3.1.3.1-CONEXÃO ELÉTRICA ENTRE AS CÉLULAS	14
3.1.3.2-ARRAY FOTOVOLTAICO	16
3.1.4-TIPOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	16
3.1.5-PAINÉIS FOTOVOLTAICOS FLUTUANTES.....	18
3.1.6-INVERSOR FOTOVOLTAICO	23
3.1.7-CONTROLADORES DE CARGA	25
3.1.8-BATERIAS	26
CÉLULAS ELETROQUÍMICAS	26
BATERIA DE ÁCIDO-CHUMBO	28
BATERIA DE SÓDIO-ENXOFRE.....	30
BATERIA DE IÕES-LÍTIO	32
3.2-TECNOLOGIA DO VEÍCULO ELÉTRICO	32
3.2.1-HISTÓRIA DO VEÍCULO ELÉTRICO.....	32
3.2.2-CARREGAMENTO DO VEÍCULO ELÉTRICO.....	33
3.2.3-DETALHE TÉCNICO DO CARREGAMENTO DO VEÍCULO ELÉTRICO	33
3.2.4-MODOS DE CARREGAMENTO	33
MODO1	33
MODO3	34
MODO2	35
MODO4	36
MODO DE INDUÇÃO	37

3.2.5-MOBILIDADE ELÉTRICA EM PORTUGAL	38
3.2.6-POSTOS DE CARREGAMENTO DE VEÍCULO ELÉTRICO EM PORTUGAL	40
3.2.7-CARREGADORES DE VEÍCULO ELÉTRICO DA MAGNUMCAP.....	42
3.3-ENQUADRAMENTO LEGAL – LEGISLAÇÃO EM VIGOR.....	43
3.4-CICLOS HORÁRIOS E TARIFAS.....	45
3.5-SOFTWARES UTILIZADOS.....	50
<i>HOMER</i>	50
<i>COPERT 4</i>	51
<i>SUNNY DESIGN WEB</i>	52
CAPÍTULO 4 – SOLUÇÃO PROPOSTA.....	53
4.1- ESQUEMA DA SOLUÇÃO PROPOSTA	53
4.2 - <i>INPUTS DO HOMER</i>	53
<i>DADOS METEOROLÓGICOS</i>	53
<i>COMPONENTES UTILIZADOS NO SISTEMA</i>	55
4.4 - DESCRIÇÃO DOS VÁRIOS CENÁRIOS A ELABORAR.....	61
4.5 - SIMULAÇÃO DOS VÁRIOS CENÁRIOS	61
4.5.1 - CENÁRIO A.....	61
4.5.2 - CENÁRIO B.....	64
4.6 – RESULTADO DAS SIMULAÇÕES DOS VÁRIOS CENÁRIOS.....	65
4.6.1 - CENÁRIO A	65
<i>CENÁRIO 1</i>	65
<i>CENÁRIO 2</i>	70
<i>CENÁRIO 3</i>	75
<i>ANÁLISE COMPARATIVA DOS TRÊS CENÁRIOS</i>	80
4.6.2 - CENÁRIO B	83
<i>CENÁRIO 1</i>	83
<i>CENÁRIO BASE</i>	84
<i>CENÁRIO SEM CICLO COM TARIFA SIMPLES</i>	86
<i>CICLO DIÁRIO COM TARIFA BI-HORÁRIA</i>	87
<i>CICLO DIÁRIO COM TARIFA TRI-HORÁRIO</i>	88
<i>CICLO SEMANAL COM TARIFA BI-HORÁRIA</i>	89
<i>CICLO SEMANAL COM TARIFA TRI-HORÁRIA</i>	91
<i>ANÁLISE COMPARATIVA DOS CINCO CENÁRIOS</i>	92
<i>CENÁRIO 2</i>	93
<i>CENÁRIO 2.1</i>	94
<i>CENÁRIO 2.1.1</i>	96
<i>CENÁRIO 2.2</i>	99
<i>CENÁRIO 2.2.1</i>	102
<i>ANÁLISE COMPARATIVA DOS QUATRO CENÁRIOS</i>	104
4.6.3 – <i>ESCOLHA DOS CENÁRIOS A IMPLEMENTAR NO SMA</i>	105
4.7 – EMISSÕES DE CO ₂	105
CAPÍTULO 5 – IMPLEMENTAÇÃO DA SOLUÇÃO PROPOSTA.....	107
5.1 - <i>INPUTS INERENTE AO SOFTWARE SUNNY DESIGN WEB</i>	107
5.2 - IMPLEMENTAÇÃO DO CENÁRIO A	109
5.3 - IMPLEMENTAÇÃO DO CENÁRIO B.....	112
5.4 - COMPONENTES <i>SMA</i> UTILIZADOS NA IMPLEMENTAÇÃO	114
5.4.1 – INVERSOR.....	114
<i>SUNNY TRIPOWER</i>	114
5.4.2 – ARMAZENAMENTO	115

<i>SMA SUNNY ISLAND</i>	115
<i>MULTICLUSTER BOX</i>	117
CAPÍTULO 6 – CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	119
6.1- CONCLUSÕES.....	119
6.2- TRABALHOS FUTUROS	119
BIBLIOGRAFIA	121
ANEXOS	125
ANEXO A – CONTRATO DE ENERGIA ENTRE A EDIA E A EDP	127
ANEXO B – VALORES DO PREÇO DA ENERGIA VENDIDA À RESP	129
ANEXO C – ESTUDO EFETUADO EM BERINGEL PELA CIEL & TERRE	131

Índice de Figuras

Figura 1 – Localização das regiões a implementar PCR's	4
Figura 2- Albufeira de Brinches	4
Figura 3- Albufeira de Beringel	4
Figura 4-Albufeira Monte Novo	5
Figura 5- Albufeira de Ferreira do Alentejo	5
Figura 6-Albufeira de Pias	5
Figura 7- Barragem do Pedrógão	5
Figura 8- Albufeira do Roxo (primeira)	5
Figura 9 - Albufeira do Roxo (segunda)	5
Figura 10-Albufeira de Vidigueira	6
Figura 11- Albufeira de Serpa	6
Figura 12- Exemplo de PFF implementado (3)	8
Figura 13 - Painel Fotovoltaico Flutuante e respetivo suporte (3)	8
Figura 14- Sede da EDIA e a sua respetiva frota de veículos (4)	10
Figura 15 - Modelo Renault ZOE	11
Figura 16- Radiação solar global anual em Portugal (6)	13
Figura 17- Esquema ilustrativo do princípio de funcionamento fotovoltaico (7)	14
Figura 18 - Conexão em série das células e o respetivo gráfico de corrente-tensão (9)	15
Figura 19 - Conexão em paralelo das células, com o respetivo gráfico corrente-tensão (9)	15
Figura 20 - Hierarquia fotovoltaica, célula monocristalina, módulo de células e array fotovoltaico (7)	16
Figura 21- Esquema de um sistema fotovoltaico off-grid (10)	17
Figura 22 - Esquema de um sistema fotovoltaico on-grid (10)	17
Figura 23 - Esquema de um sistema fotovoltaico híbrido com um gerador (gerador a diesel ou eólico) (10)	18
Figura 24 - Esquema de um PFF com os componentes (11)	19
Figura 25 – Estrutura do pontão (11)	19
Figura 26 - Implementação de PFF numa albufeira (3)	20
Figura 27 - Tecnologia do PFF da marca Ciel & Terre (11)	21
Figura 28 - Envolventes em plástico que sustentam os PFF (3)	22
Figura 29 - Esquema de funcionamento dos PFF (3)	22
Figura 30 - Outros projetos com PFF já implementados (3)	23
Figura 31 - Esquema de PF com inversor centralizado (45)	24
Figura 32 - Esquema de PF com micro-inversor (45)	24
Figura 33 - Esquema fotovoltaico com controlador de carga (7)	26
Figura 34 – Esquema de uma célula eletroquímica (12)	27
Figura 35 - Reação de descarga em baterias de ácido-chumbo (12)	28
Figura 36 - Esquema de uma ultra-bateria constituída por células de ácido-chumbo com supercondensador assimétrico (12)	29
Figura 37 - Células da bateria NaS (46)	30
Figura 38 - Movimentação dos eletrões e iões durante os ciclos de carga e descarga (46)	31
Figura 39 - Ilustração esquemática de uma bateria Na-S tubulares com estrutura detalhada (12)	31
Figura 40 - Esquema de uma bateria de lítio durante o processo de descarga (12)	32
Figura 41 - Disjuntor diferencial de instalação em cabo (16)	34
Figura 42 - Tomada industrial e tomada doméstica respetivamente (16)	34
Figura 43 - Carregamento em Modo 1 (16)	34
Figura 44 - Fichas de carregamento Modo 3 (16)	35
Figura 45 - Carregamento em Modo 3 (16)	35

Figura 46 - ICCB caixa de comando (16)	36
Figura 47 - Cabos Modo 2 para ligar a um VE de carregamento Modo 3 (16)	36
Figura 48 - Carregamento em Modo 2 (16)	36
Figura 49 - Ficha e tomada que permite o Modo 4 (16)	36
Figura 50 - Carregamento em Modo 4 (16)	37
Figura 51 - Carregamento indutivo com um VE fixo (18)	37
Figura 52 - Carregamento indutivo através de linhas indutivas (18)	38
Figura 53 – Mapa da rede portuguesa de postos de carregamento de veículos elétricos (47)	40
Figura 54 - Postos de Carregamento elétrico em Évora (47)	41
Figura 55 - Postos de Carregamento elétrico em Beja (47)	41
Figura 56 - Relação entre os locais a implementar os PCR's e os postos de carregamento já existentes na região	41
Figura 57 - MCQC Charger - Quick Charging, CHAdeMO (29)	42
Figura 58 - Características técnicas detalhadas do PCR (29)	43
Figura 59 - Esquema ilustrativo dos vários blocos do software HOMER (34)	51
Figura 60 - Esquema da solução proposta	53
Figura 61 - Dados de entrada com os valores de localização e radiação	54
Figura 62 - Dados de entrada relativos à temperatura do local	54
Figura 63 – Dados técnicos relativos aos painéis fotovoltaicos	55
Figura 64 - Dados específicos da bateria utilizada facultados pelo software	56
Figura 65 – Dados quantitativos relativos ao preço e ao número de baterias	56
Figura 66 - Dados técnicos relativos aos painéis fotovoltaicos	57
Figura 67 - Descrição da ligação à RESP e das tarifas e ciclos utilizados	58
Figura 68 – Definição do perfil de carga através dos valores introduzidos	59
Figura 69 - Esquema para a simulação do Cenário A	62
Figura 71 - Esquema para a simulação do Cenário B sem armazenamento	64
Figura 70 - Esquema para a simulação do Cenário B com armazenamento	64
Figura 72 - Perfil de carga para o Cenário B	65
Figura 73 - Perfil de carga da rotina da EDIA	65
Figura 74 - Output do software com a solução mais económica	66
Figura 75 - Cash Flow sumário da operação	66
Figura 76 – Balanço energético do sistema	67
Figura 77 - Output do software com a solução mais eficiente a nível energética	67
Figura 78 - Balanço energético do sistema	68
Figura 79 – Cash flow sumário da operação	68
Figura 80 - Output do software com a solução ótima	69
Figura 81 - Balanço energético do sistema	69
Figura 82 – Cash flow sumário da operação	70
Figura 83 - Perfil de carga dos VE's a carregar durante a madrugada	70
Figura 84 - Output do software com a solução mais económica	71
Figura 85 – Cash flow sumário da operação	71
Figura 86 - Balanço energético do sistema	72
Figura 87 - Output do software com a solução mais eficiente a nível energético	72
Figura 88 - Balanço energético do sistema	73
Figura 89 - Cash flow sumário da operação	73
Figura 90 - Output do software com a solução ótima	74
Figura 91 - Balanço energético do sistema	74
Figura 92 - Cash flow sumário da operação	75
Figura 93 - Perfil de carga dos VE's a carregar durante o pico de produção	75
Figura 94 - Output do software com a solução mais económica	76
Figura 95 - Cash flow sumário da operação	76

Figura 96 - Balanço energético do sistema	76
Figura 97 - Output do software com a solução mais eficiente a nível energético	77
Figura 98 - Balanço energético do sistema	77
Figura 99 - Cash Flow sumário da operação	78
Figura 100 - Output do software com a solução ótima	78
Figura 101 - Balanço energético do sistema	79
Figura 102 - Cash flow sumário da operação	80
Figura 103 - Cash flow sumário da operação	86
Figura 104 - Cash flow sumário da operação	88
Figura 105 - Cash flow sumário da operação	89
Figura 106 - Cash flow sumário da operação	90
Figura 107 - Cash flow sumário da operação	91
Figura 108 - Valores técnicos do sistema	94
Figura 109 - Potência média horária produzida pelos painéis fotovoltaicos	94
Figura 110 - Cash flow sumário da operação	95
Figura 111 - Valores técnicos do sistema	96
Figura 112 - Potência média horária produzida pelos painéis fotovoltaicos	97
Figura 113 - Cash flow sumário da operação	98
Figura 114 - Valores técnicos do sistema	99
Figura 115 - Potência média horária produzida pelos painéis fotovoltaicos	100
Figura 116 - Cash flow sumário da operação	101
Figura 117 - Valores técnicos do sistema	102
Figura 118 - Potência média horária produzida pelos painéis fotovoltaicos	102
Figura 119 - Cash flow sumário da operação	103
Figura 120 - Perfil de carga dos cenários a implementar para as várias estações do ano	107
Figura 121 - Detalhes técnicos dos PFF a implementar	108
Figura 122 - Seleção da tipologia de sistema a implementar	109
Figura 123 - Esquema elétrico de um sistema off-grid	109
Figura 124 - Detalhe técnico e quantitativo do esquema elétrico	110
Figura 125 - Definições detalhada de organização, tensão, potência e corrente	110
Figura 126 - Esquema de estabilidade, relação entre inversores fotovoltaicos e inversores com baterias	111
Figura 127 - Esquema de avaliação da capacidade de armazenamento do sistema	111
Figura 128 - Descrição detalhada do sistema de armazenamento	112
Figura 129 - Esquema elétrico de um sistema on-grid	112
Figura 130 - Detalhe técnico e quantitativo do esquema elétrico	112
Figura 131 - Definições detalhada de organização, tensão, potência e corrente	113
Figura 132 - Razão da potência nominal e do fator da eficiência do inversor	113
Figura 133 - Valores de potência, tensão e corrente que possibilitam a verificação da compatibilidade entre sistema fotovoltaico e inversor	114
Figura 134 - Inversor Sunny Tripower da marca SMA (41)	115
Figura 135 - Características específicas do inversor da Figura 134 (41)	115
Figura 136 - Sunny Island da marca SMA (42)	115
Figura 137 - Sunny Island com as respetivas baterias (42)	116
Figura 138 - Barramentos de ligação entre PF, Sunny Island, baterias e carga (44)	117
Figura 139 - Esquema de interação da MC-Box (44)	117
Figura 140 - MC-Box com três clusters e com nove Sunny Island (44)	118

Índice de tabelas

<i>Tabela 1 – Características do PFF</i>	6
<i>Tabela 2 - Cálculos do potencial das albufeiras cobertas de PFF</i>	7
<i>Tabela 3 - Informação de cada localidade fornecida pela EDIA</i>	9
<i>Tabela 4 - Quantidade total de emissões de CO2 da frota da empresa</i>	10
<i>Tabela 5 - Características técnicas dos dois modelos ZOE</i>	11
<i>Tabela 6 – Definição horária da tarifa bi-horário no ciclo diário (32)</i>	46
<i>Tabela 7 – Definição horária da tarifa tri-horária no ciclo diário (32)</i>	47
<i>Tabela 8 - Definição horária da tarifa bi-horária no ciclo semanal (32)</i>	48
<i>Tabela 9 - Definição horária da tarifa tri-horária no ciclo semanal (32)</i>	49
<i>Tabela 10 - Preço dos PFF a utilizar dependendo da potência instalada</i>	55
<i>Tabela 11 – Preços para o respetivo ciclo e respetiva tarifa da potência contratada</i>	60
<i>Tabela 12 - Custo da energia para cada uma das soluções ótimas</i>	82
<i>Tabela 13 – Proveniência da energia</i>	85
<i>Tabela 14 - Destino da energia</i>	85
<i>Tabela 15 - Valores que permitem avaliar o desempenho do sistema</i>	85
<i>Tabela 16 - Valores económicos</i>	86
<i>Tabela 17 - Quantidade de energia comprada, vendida e a respetiva diferença entre elas e o lucro associado</i>	87
<i>Tabela 18 - Valores económicos</i>	87
<i>Tabela 19 - Quantidade de energia comprada, vendida e a respetiva diferença entre elas e o lucro associado</i>	88
<i>Tabela 20 - Valores económicos</i>	89
<i>Tabela 21 - Quantidade de energia comprada, vendida e a respetiva diferença entre elas e o lucro associado</i>	89
<i>Tabela 22 - Valores económico</i>	90
<i>Tabela 23 - Quantidade de energia comprada, vendida e a respetiva diferença entre elas e o lucro associado</i>	91
<i>Tabela 24 - Valores económicos</i>	91
<i>Tabela 25 - Quantidade de energia comprada, vendida e a respetiva diferença entre elas e o lucro associado</i>	92
<i>Tabela 26 - Proveniência da energia</i>	94
<i>Tabela 27 – Destino da energia</i>	94
<i>Tabela 28 -Valores que permitem avaliar o desempenho do sistema</i>	95
<i>Tabela 29 - Valores económicos</i>	95
<i>Tabela 30 - Quantidade de energia comprada, vendida e a respetiva diferença entre elas e o lucro associado</i>	96
<i>Tabela 31 – Proveniência da energia</i>	96
<i>Tabela 32 - Destino da energia</i>	97
<i>Tabela 33 - Valores que permitem avaliar o desempenho do sistema</i>	97
<i>Tabela 34 - Valores económicos</i>	98
<i>Tabela 35 - Quantidade de energia comprada, vendida e a respetiva diferença entre elas e o lucro associado</i>	99
<i>Tabela 36 – Proveniência da energia</i>	99
<i>Tabela 37 - Destino da energia</i>	100
<i>Tabela 38 - Valores que permitem avaliar o desempenho do sistema</i>	100
<i>Tabela 39 - Valores económicos</i>	101

Tabela 40 - Quantidade de energia comprada, vendida e a respectiva diferença entre elas e o lucro associado.....	101
Tabela 41 – Proveniência da energia	102
Tabela 42 - Valores económicos	103
Tabela 43 - Valores que permitem avaliar o desempenho do sistema	103
Tabela 44 – Destino da energia.....	103
Tabela 45 - Quantidade de energia comprada, vendida e a respectiva diferença entre elas e o lucro associado.....	104
Tabela 46 - Potência nominal de cada equipamento	111

Índice de gráficos

Gráfico 1 - Consumo de combustível e as emissões de CO₂ de dois veículos representativos da frota da EDIA por ano	10
Gráfico 2 - Distinção horária da tarifa bi-horário no ciclo diário (32)	46
Gráfico 3 – Distinção horária da tarifa tri-horária no ciclo diário (32).....	47
Gráfico 4 - Distinção horária da tarifa bi-horária no ciclo semanal (32).....	48
Gráfico 5 - Distinção tarifa tri-horária no ciclo semanal (32)	49
Gráfico 6 - Gráfico comparativo do NPC das três soluções ótimas obtidas	80
Gráfico 7 - Comparação técnica e de desempenho do sistema das três soluções ótimas	81
Gráfico 8 – Análise comparativa do balanço energético das três soluções ótima apuradas	82
Gráfico 9 - Contraposição do perfil de carga com a potência fotovoltaica.....	83
Gráfico 10 - potência média horária produzida pelos painéis fotovoltaicos e pela rede	84
Gráfico 11 - Comparação do lucro das várias tarifas.....	93

Siglas e Acrónimos

BTN – Baixa Tensão Normal
CDTB – Ciclo Diário Tarifa Bi-horária
CDTT – Ciclo Diário Tarifa Tri-horária
Corrente AC – Corrente Alternada
Corrente DC – Corrente Contínua
CSTB – Ciclo Semanal Tarifa Bi-horária
CSTT – Ciclo Semanal Tarifa Tri-horária
DGE – Direção Geral de Energia e Geologia
DL – Decreto Lei
EDIA - Empresa de Desenvolvimento e Infra Estruturas do Alqueva
EF – Efeito Fotovoltaico
GEE – Gases de Efeito Estufa
ICCB - In-cable control box
MCQC – Charger Quick Charging CHAdeMO
NPC – *Net Present Cost*
O&M- Operação e Manutenção
PC – Potência Contratada
PCL – Postos de Carregamento Lento
PCN – Posto de Carregamento Normal
PCR – Postos de Carregamento Rápido
PF – Painel Fotovoltaico
PFF – Painel Fotovoltaico Flutuante
PI – Potência Instalada
PL – Potência de ligação
RESP – Rede Elétrica de Serviço Público
SCTS – Sem Ciclo Tarifa Simples
UE – União Europeia
UP – Unidade de Produção
UPAC – Unidade de Produção para Autoconsumo
UPP – Unidades de Pequena Produção
VE – Veículo Elétrico
VE's – Veículos Elétrico

Lista de Símbolos

Símbolo	Designação	Unidades
$C_{ann,tot}$	<i>custo total anualizado</i>	$\$/ano$
$CRF(i,R_{proj})$	<i>fator de recuperação do capital</i>	
i	<i>taxa de juro</i>	$\%$
R_{proj}	<i>duração do projeto</i>	<i>ano</i>
$E_{prim,AC}$	<i>energia utilizada pela carga AC</i>	kWh/ano
$E_{prim,DC}$	<i>energia utilizada pela carga DC</i>	kWh/ano
$E_{grid,sales}$	<i>energia total vendida à rede</i>	kWh/ano
COE	<i>Custo da energia no sistema</i>	$\$/ano$

Capítulo 1- Introdução

1.1-Motivação/ Contextualização

As energias renováveis são claramente o futuro do planeta. Portugal encontra-se bastante preocupado com o futuro, como tal está cada vez mais recetivo às energias alternativas. É necessário reduzir as emissões de CO₂ e tornar Portugal mais eficiente de uma forma ecológica. Assim sendo, a mobilidade elétrica é, nitidamente, uma solução para minimizar uma parte deste problema. Se existir uma união entre a mobilidade elétrica e as energias renováveis ter-se-á, certamente, um futuro bastante mais ecológico. Desta forma, é imprescindível a redução de CO₂ para se conseguir uma real sustentabilidade do planeta. Por isso, as grandes linhas orientadoras desta dissertação consistem em apostar na mobilidade elétrica em cooperação com as energias renováveis. Mais concretamente atuar na empresa EDIA que possui uma elevada frota de veículos de combustão interna e incentivá-la à troca por Veículos Elétricos (VE's). Para que esta mudança se torne mais apelativa para a empresa, surgiu a proposta de que a energia elétrica fosse proveniente da tecnologia fotovoltaica, mais especificamente de painéis fotovoltaicos flutuantes (PFF), de forma a aproveitar a disponibilidade os recursos que a empresa dispõe. De salientar que esta empresa é responsável por várias albufeiras, nas quais serão implementados os PFF.

O desenvolvimento do estudo realizado nesta dissertação foi elaborado conjuntamente pela Universidade de Aveiro e D2M-Energytransit. Com a equipa científica da Universidade integra o Departamento de Engenharia Mecânica concretamente o Centro de Tecnologia Mecânica e de Automação (TEMA). A equipa foi constituída pelos Professores Margarida Coelho, Fernando Neto e José Paulo Santos, pela Doutora Smritikana Dutta.

1.2-Objetivos

Nesta dissertação os principais objetivos consistem na quantificação do potencial energético das albufeiras e o respetivo dimensionamento necessário para abastecer os VE's. Esta possui inúmeras albufeiras, local onde serão colocados os PFF, capazes de produzir a energia necessária para abastecer os VE. Pretende-se também incentivar a empresa a efetuar a substituição da sua frota por VE's. Assim, a empresa rentabilizará os seus recursos, sendo visível uma poupança em combustível.

1.3-Organização da dissertação

Este trabalho integra seis capítulos: no primeiro encontra-se a introdução e a contextualização do problema que se pretende resolver, bem como a motivação para o tema. O capítulo 2 diz respeito à apresentação da empresa, assim como da sua frota e da sua área geográfica. No capítulo 3 apresenta-se o Estado de Arte, no qual se esclarece o nível de desenvolvimento em que se encontram as tecnologias a explorar, bem como os programas a utilizar e alguns projetos afins realizados. O capítulo 4 descreve a solução proposta e as respetivas simulações; o capítulo 5 aborda a implementação da solução ótima. Para finalizar, as conclusões e os trabalhos futuros a realizar estão descritos no capítulo 6. Nesta dissertação ainda constam alguns anexos úteis no decorrer deste trabalho.

Capítulo 2 – Caracterização da Empresa

2.1-Apresentação da empresa

A empresa em estudo denomina-se EDIA que significa Empresa de Desenvolvimento e Infraestrutura do Alqueva e localiza-se no Alentejo, no distrito de Beja. Atualmente a EDIA é conhecida a nível nacional e internacional. No que concerne, à promoção da região do Alqueva rentabilizando o que este local tem de melhor como, por exemplo, a sua componente agrícola. Existindo assim uma promoção da região e proporcionando a realização de novos investimentos, para o estabelecimento de pontes facilitadoras entre investidores e empresários locais em várias áreas de negócios. Para além disso, é a responsável direta pela conceção, construção e exploração das infraestruturas relacionadas com o Empreendimento de Fins Múltiplos do Alqueva. Esta empresa destaca-se nas seguintes áreas: realização da construção de infraestruturas, minimização e valorização, gestão de infraestruturas, apoio ao agricultor, promoção do regadio, programa de gestão ambiental, monitorização cartográfica, expropriação (1).

A EDIA demonstra uma preocupação ambiental consciente, isto é, quer o desenvolvimento económico e social da sua área de intervenção, tendo por base uma gestão ambiental adequada e proactiva (2).

2.2-Localização geográfica da EDIA

A EDIA fica situada no distrito de Beja e possui várias albufeiras e barragens na sua área de intervenção, são elas, a barragem do Alqueva em que o potencial energético é, apenas, hidroelétrico. As regiões, que no âmbito desta dissertação se está a ponderar a colocação dos painéis fotovoltaicos flutuantes são nas albufeiras das seguintes localidades: Beringel, Ferreira do Alentejo, Roxo, Serpa, Pias, Vidigueira, Brinches, Pedrógão e Monte Novo. Nestes locais serão colocados os PCR's (Pontos de Carregamento Rápido) como se pode visualizar no mapa da Figura 1.

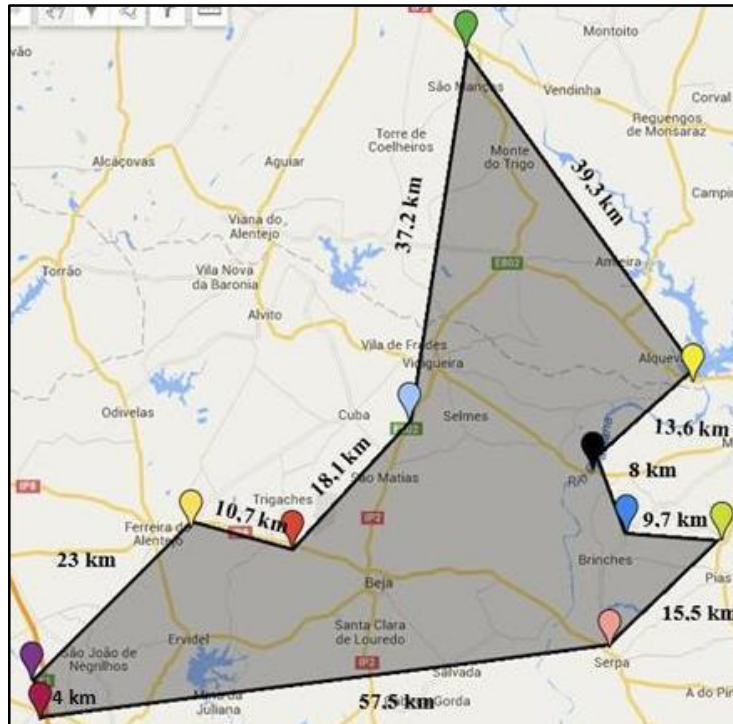


Figura 1 – Localização das regiões a implementar PCR's
(elaborada no decorrer do estudo em parceria com a D2M-Energytransit)

2.3-Localização das Albufeiras

A EDIA possui inúmeras albufeiras das quais algumas são barragens, nestas pretende-se com esta dissertação averiguar a possibilidade de colocar PFF, uma vez que o espaço das mesmas já se encontra disponível. Além disso, a implementação dos painéis torna-se mais vantajosa, pois faz com que a evaporação da água seja menor e, ainda, o rendimento do painel melhora devido ao arrefecimento provocado pela água, melhorando desta forma o funcionamento da célula. Esta medida permitiu uma rentabilização deste espaço. Da Figura 2 à Figura 11 apresentam-se as albufeiras nas quais serão colocados os PFF. Estas imagens foram retiradas de um link que remetia para o *Google Earth* disponibilizado pela empresa em estudo.



Figura 3- Albufeira de Beringel



Figura 2- Albufeira de Brinches



Figura 5- Albufeira de Ferreira do Alentejo

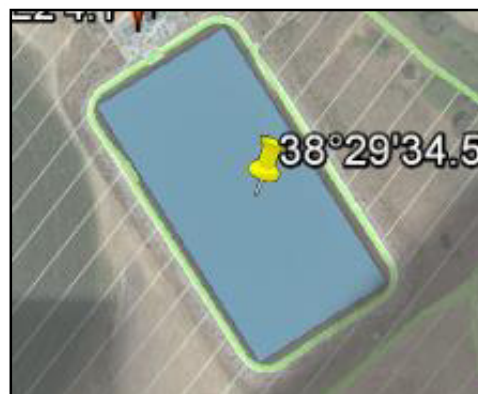


Figura 4-Albufeira Monte Novo



Figura 7- Barragem do Pedrogão



Figura 6-Albufeira de Pias

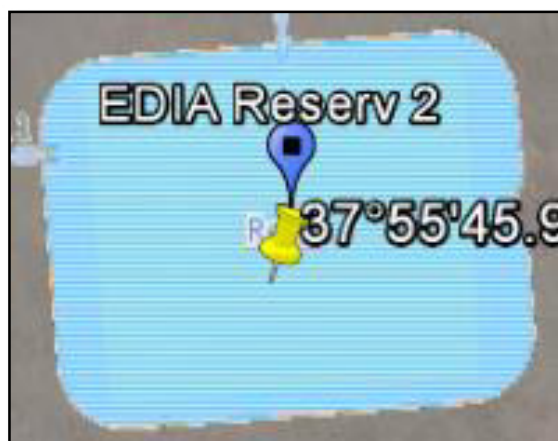


Figura 9 - Albufeira do Roxo (segunda)



Figura 8- Albufeira do Roxo (primeira)



Figura 11- Albufeira de Serpa



Figura 10-Albufeira de Vidigueira

2.4-Quantificação do potencial total de cada Albufeira

Tendo por base um estudo que foi realizado no Alentejo, mais concretamente em Beringel pela empresa *Ciel & Terre*, efetuaram-se cálculos que permitiram obter informação sobre o potencial de cada região (as informações patentes na Tabela 1 foram retiradas de um documento que se encontra no Anexo C).

Tabela 1 – Características do PFF

Solar Island Scale	
Total PV panel number	4,032
PV panel capacity (Wp)	260
PV panel reference	REC PE 260
Solar Island Capacity (kWp)	1,048.32
Length (m)	113.580
Width (m)	94.160
Area (m ²)	10,694.693

No estudo efetuado, a área total do conjunto de painéis é **10694,693m²** na qual foram colocados **4032 PFF**, desta forma foi possível saber a área de cada painel, para isso dividiu-se a área da ilha pelo número de painéis colocados e obteve-se o valor correspondente à área de cada painel cujo valor foi **2,65 m²**. Como se observa na Tabela 1, cada painel detém uma potência de **0,26 kWp** e os cálculos efetuados demonstraram que a área de cada um é **2,65 m²**. Este valor já contém o espaçamento entre painéis. Seguidamente, calcula-se área de cada albufeira e dividi-se pela área de cada painel e assim obtém-se o número de painéis que cada albufeira pode comportar.

Tabela 2 - Cálculos do potencial das albufeiras cobertas de PFF

Beringel Comprimento= 260 m Largura = 120 m Área = 31200 m ² $\frac{\text{Área da lagoa}}{\text{Área de cada painel}} = 11\,774 \text{ painéis}$ $11\,774 * 0,26 = 3,06 \text{ MWp}$	Brinches Comprimento= 440 m Largura = 350 m Área = 154000 m ² $\frac{\text{Área da lagoa}}{\text{Área de cada painel}} = 58\,113 \text{ painéis}$ $58\,113,2 * 0,26 = 15,11 \text{ MWp}$
Ferreira Comprimento= 271 m Largura = 188,13 m Área = 50 983,23 m ² $\frac{\text{Área da lagoa}}{\text{Área de cada painel}} = 19\,239 \text{ painéis}$ $19\,239 * 0,26 = 5,00 \text{ MWp}$	Monte Novo Comprimento = 167 m Largura = 75 m Área = 12 525 m ² $\frac{\text{Área da lagoa}}{\text{Área de cada painel}} = 76\,334 \text{ painéis}$ $76\,334 * 0,26 = 1,3 \text{ MWp}$
Pedrogão Comprimento = 266 m Largura = 140 m Área = 37240 m ² $\frac{\text{Área da lagoa}}{\text{Área de cada painel}} = 14\,053 \text{ painéis}$ $14\,053 * 0,26 = 3,65 \text{ MWp}$	Pias Comprimento = 390 m Largura = 287 m Área = 111 930 m ² $\frac{\text{Área da lagoa}}{\text{Área de cada painel}} = 42\,238 \text{ painéis}$ $42\,238 * 0,26 = 10,98 \text{ MWp}$
Roxo1 Comprimento = 170 m Largura = 119 m Área = 20 230 m ² $\frac{\text{Área da lagoa}}{\text{Área de cada painel}} = 7\,634 \text{ painéis}$ $7\,634 * 0,26 = 1,98 \text{ MWp}$	Roxo2 Comprimento = 269 m Largura = 72 m Área = 19368 m ² $\frac{\text{Área da lagoa}}{\text{Área de cada painel}} = 7\,308 \text{ painéis}$ $7\,308 * 0,26 = 1,9 \text{ MWp}$
Serpa Comprimento = 212 m Largura = 95 m Área = 20 140 m ² $\frac{\text{Área da lagoa}}{\text{Área de cada painel}} = 7\,600 \text{ painéis}$ $7\,600 * 0,26 = 1,98 \text{ MWp}$	Vidigueira Comprimento = 186 m Largura = 112 m Área = 20 832 m ² $\frac{\text{Área da lagoa}}{\text{Área de cada painel}} = 7\,861 \text{ painéis}$ $7\,861 * 0,26 = 2,04 \text{ MWp}$

Os cálculos supramencionados consideraram que as albufeiras ficam repleta de PFF, contudo esta opção não é viável. Dado que dificulta a manutenção dos mesmos e põe em causa a sua segurança (ou seja, podem partir mais facilmente). Assim sendo só se irão implementar PFF numa parte da albufeira, permitindo aos técnicos executar, em segurança, a sua manutenção. A Figura 12 e a Figura 13 exemplificam (3).



Figura 12- Exemplo de PFF implementado (3)



Figura 13 - Painele Fotovoltaico Flutuante e respetivo suporte (3)

Face ao exposto, foi necessário obter os valores da potência a instalar em cada região, os quais foram facultados pela EDIA presentes na Tabela 3.

Comparando os cálculos efetuados com as albufeiras repletas de PFF, verifica-se que os valores de potência são superiores aos presentes na Tabela 3 como era expectável, contudo permanecem na mesma ordem de grandeza.

Tabela 3 - Informação de cada localidade fornecida pela EDIA

Localidade	Coordenadas	Potência Instalada (MWp)
Beringel	38° 2'47.55"N; 7°57'37.72"W	1,4
Brinches	38° 3'40.61"N; 7°34'49.40"W	10
Ferreira do Alentejo	38° 3'55.18"N; 8° 4'33.80"W	4,5
Monte Novo	38°29'34.59"N; 7°45'49.58"W	1
Pedrogão	38° 7'3.54"N; 7°37'6.98"W	3,5
Pias	38° 3'14.56"N; 7°28'20.53"W	8
Roxo 1	37°55'45.90"N; 8°15'26.38"W	1,3
Roxo 2	37°53'37.03"N; 8°14'52.48"W	1,5
Serpa	37°57'28.65"N; 7°36'0.62"W	8
Vidigueira	38° 9'41.77"N; 7°49'38.33"W	0,8

2.5- Caracterização da frota de Veículos da EDIA

A EDIA dispõe de uma frota constituída por oitenta veículos a diesel e cinco VE's, dado que a empresa apresenta uma atividade elevada, este estudo pretende incentivar a troca de alguns veículos a diesel por VE's. Assim sendo, a empresa demonstrou interesse em saber o consumo e as emissões de CO₂ de um veículo típico da frota da EDIA, para isso utilizou-se o *software Copert4 version 11.3*. Seguidamente, efetuou-se uma análise detalhada da respetiva frota, com o objetivo de selecionar dois veículos que fossem os mais comuns, designadamente, dois de diferentes categorias um **ligeiro de passageiro** e outro **ligeiro de mercadorias**. O ligeiro de passageiros é um *Opel Corsa 1,2L* com quatro anos e que efetuou cerca de 21900 km/ano. Relativamente ao ligeiro de mercadorias, verificou-se que a maior incidência era do modelo *Mitsubishi L200* com treze anos e com 29455 km/ano. Isto significa que a empresa possui cerca de 37 veículos da categoria ligeiro de mercadorias e 43 veículos da categoria ligeiro de passageiros.

Desta forma, introduziram-se estes dois veículos no *software* citado anteriormente e posteriormente escolheu-se o tipo de percurso e a velocidade a que estes se deslocam no mesmo. Tendo em consideração o tipo da empresa e o setor de trabalho, teve-se em atenção que as deslocações efetuadas no trajeto são 90% a 50 km/h e 10% a 120 km/h. Considerou-se que um veículo típico de trabalho realizava a maior parte das viagens dentro da região e uma pequena parte em autoestrada. Observem-se os resultados obtidos pelo *software* no Gráfico 1.

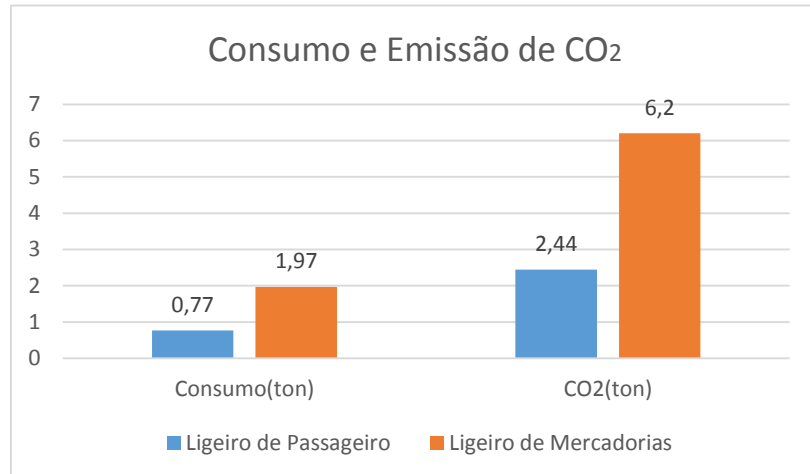


Gráfico 1 - Consumo de combustível e as emissões de CO₂ de dois veículos representativos da frota da EDIA por ano

Neste gráfico, observa-se que o ligeiro de mercadorias possui valores mais elevados no que diz respeito ao consumo de combustível e à emissão de CO₂. Ainda assim este valor era esperado tendo em conta que o ligeiro de mercadorias possui mais 7555 km percorridos do que o ligeiro de passageiros. Assim a Tabela 4 apresenta um resumo da quantidade total de emissões de CO₂ provocada por toda a frota da EDIA. Importa referenciar que se fizeram algumas aproximações, pois se considerou que todos os ligeiros de mercadorias e todos os ligeiros de passageiros tinham os valores de emissão do Gráfico 1.

Tabela 4 - Quantidade total de emissões de CO₂ da frota da empresa

Categoria do veículo	Quantidade de veículos	Emissões de CO ₂ (ton)
Ligeiro de Passageiros	43	$43 \times 2,44 = 104,92$
Ligeiro de Mercadorias	37	$37 \times 6,2 = 229,4$
Emissão total da Frota	334,32 ton CO₂/ano	

Na Figura 14, pode-se observar a sede da EDIA em Beja e alguns elementos da sua frota(4).



Figura 14- Sede da EDIA e a sua respetiva frota de veículos (4)

2.6- Caracterização do VE a introduzir na frota da EDIA

De momento, a EDIA possui cinco veículos elétricos da marca *Renault ZOE* (modelo R240) na sua frota. Em Portugal, as empresas *Efacec* e *Magnum Cap* possuem carregadores aprovados pela *Renault*. O *Renault ZOE* carrega exclusivamente com corrente AC. A bateria de um veículo *ZOE* tem uma capacidade de “armazenagem” de 22 kWh. A versão *ZOE* 210, para carregar cerca de 80% em 30 minutos, necessita por isso de um débito de potência elétrica de cerca do dobro (43 kW). No caso do *ZOE* 240 a bateria carrega numa hora. Apesar da capacidade da bateria ser também de 22 kWh, é a gestão eletrónica no motor que o condiciona. A diferença entre os dois modelos, como mostrado na Tabela 4, encontra-se apenas no motor e sua gestão eletrónica. O *ZOE* 210 aceita uma potência de 43 kW para o carregamento (carrega 80 % em cerca de 30 min) e o *ZOE* 240 apenas 22 kW (80 % em cerca de 1 hora)¹.

Tabela 5 - Características técnicas dos dois modelos ZOE (elaborada no decorrer do estudo em parceria com a D2M-Energytransit)

	Renault Q210				Renault R240			
Potência (kW)	3	7	22	43	3	7	22	43
tempo (h)	9	4	1*	0,5*	8	4	1*	1*
Energia (kWh)	27	28	22	21,5	24	28	22	43
Modo de carregamento	Normal		Rápido		Normal		Rápido	

Nota: * 80% da bateria carregada



Figura 15 - Modelo Renault ZOE (5)

¹ Informação cedida pela Renault.

Capítulo 3 – Estado da Arte

3.1-Tecnologia Fotovoltaica

3.1.1-Radiação Solar

O sol fornece energia ao planeta, possibilitando a vida neste, através de radiação. Ainda assim apenas uma parte da quantidade da radiação solar emitida atinge a superfície, devido à elevada distância entre o Sol e a Terra. Esta radiação corresponde a uma quantidade de energia de 10^{18} kWh/ano. Esta energia que atinge a superfície do planeta proveniente do sol é, aproximadamente, dez mil vezes o consumo global de energia (6).

A quantidade total da radiação solar que incide na superfície da Terra designa-se de irradiação global anual, medida em kWh/m² durante um ano. Esta varia de acordo com a região demográfica, conforme pode ser observado na Figura 16.

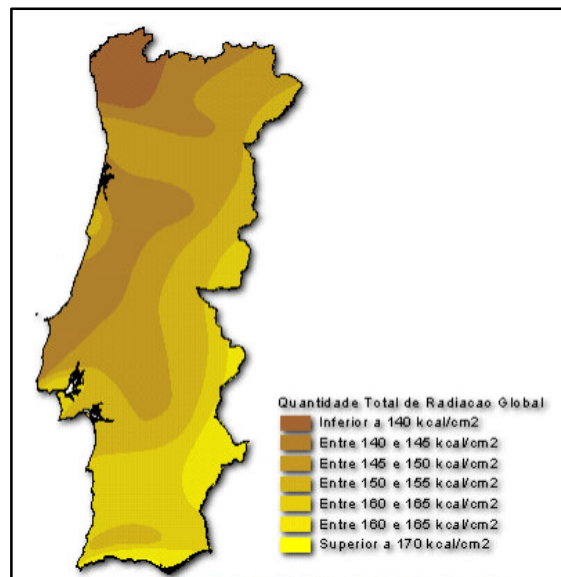


Figura 16- Radiação solar global anual em Portugal (6)

3.1.2-Efeito fotovoltaico

O efeito fotovoltaico consiste na conversão direta da radiação solar em eletricidade. Este efeito foi descoberto em 1830 por um físico francês, Alexandre Becquerel, que reparou que certos materiais produzem uma corrente elétrica quando expostos à luz solar. Em 1990, a indústria foi-se estabilizando e crescendo (7).

O efeito fotovoltaico é um fenómeno que ocorre quando dois materiais semicondutores diferentes ou dois do mesmo material, que foram dopados de forma diferente, estão em contacto e no momento em que são expostos à luz solar geram uma corrente elétrica (8).

A radiação solar fornece energia que permite que os elétrons deixem os seus átomos. A passagem dos elétrons ocorre mais facilmente numa direção do que na outra, pois fornece a um dos lados da junção uma carga negativa em comparação com o outro lado da junção p-n, possibilitando assim a geração de uma tensão e uma corrente contínua (8). De uma forma mais simples a célula é constituída por duas camadas de material semicondutor uma do tipo positiva (défice de elétrons) e outra do tipo negativa (excesso de elétrons). No momento em que a radiação solar atinge a camada negativa esta liberta elétrons que se deslocam para a camada positiva gerando uma corrente elétrica no sentido das setas presentes na Figura 17. A Figura 17 esquematiza o efeito fotovoltaico.

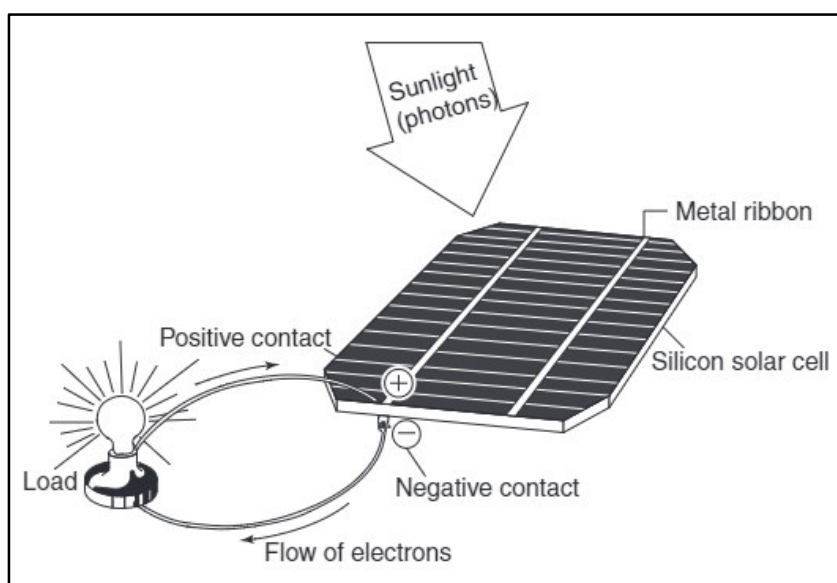


Figura 17- Esquema ilustrativo do princípio de funcionamento fotovoltaico (7)

3.1.3-Células Fotovoltaicas

A energia elétrica proveniente de células fotovoltaicas é utilizada para um grande número de aplicações para grandes e pequenos consumidores e ainda para esta ser conectada com a rede elétrica (9).

3.1.3.1-Conexão elétrica entre as células

A saída elétrica de uma célula depende do design de entrada e do tipo de material semicondutor escolhido. De forma a providenciar potência elétrica necessária deve estar um número apropriado de células conectadas. Existem dois métodos de ligação:

- ligação série, as células estão ligadas sequencialmente, observável na Figura 18
- ligação paralelo, apenas os topos estão conectados uns aos outros, observável na Figura 19.

Seguidamente apresenta-se em detalhe o seu funcionamento: A conexão em série está demonstrada na Figura 18, na qual se observa uma ligação em série de três células individuais

agrupados numa *string*. A corrente de saída da *string* é igual em todas as células, contudo a tensão de saída é a soma da tensão de todas as células da *string*. Como é evidenciado seguidamente na Figura 18 que contém o esquema e o respetivo gráfico(9).

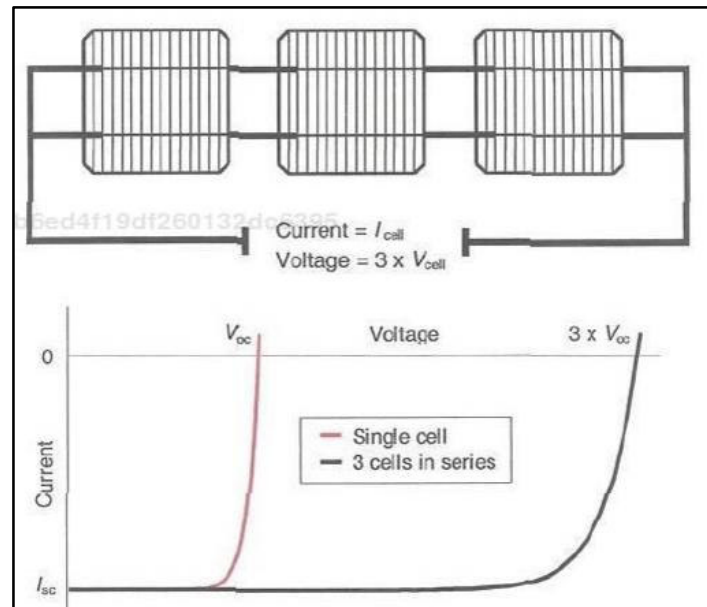


Figura 18 - Conexão em série das células e o respetivo gráfico de corrente-tensão (9)

Depois da análise em série apresenta-se a ligação em paralelo, onde constam três células em paralelo, neste caso a tensão é igual em todas as células sendo esta a tensão de saída e a corrente de saída é a soma das correntes de cada célula. Como se verifica na Figura 19 (9).

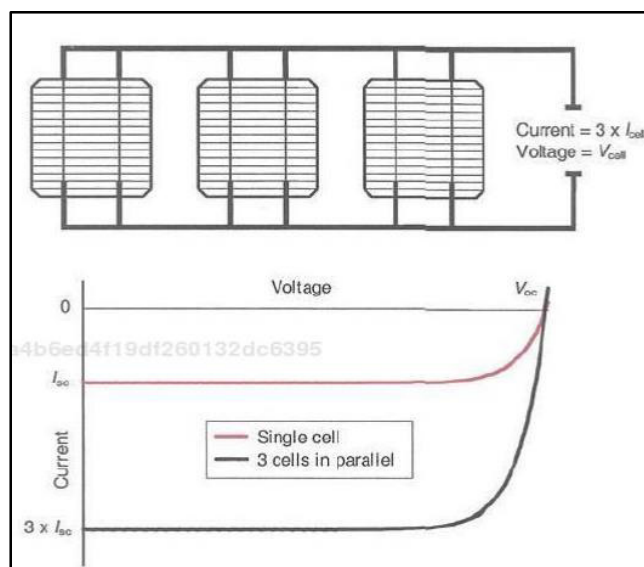


Figura 19 - Conexão em paralelo das células, com o respetivo gráfico corrente-tensão (9)

3.1.3.2-Array Fotovoltaico

Um *array* fotovoltaico consiste num conjunto de módulos fotovoltaicos colocados no mesmo plano e com uma conexão elétrica que fornece uma tensão de saída que pode ser utilizada em várias aplicações. O *array* fotovoltaico pode possuir várias potências desde algumas centenas de Watts até centenas de kilowatts, embora os sistema de maior dimensão costumam ser divididos em *subarrays* com dimensões inferiores (7).

De uma forma hierárquica pode-se verificar que primeiramente se encontra a célula que juntas constituem um módulo de células fotovoltaicas e vários módulos constituem um *array* fotovoltaico(7).

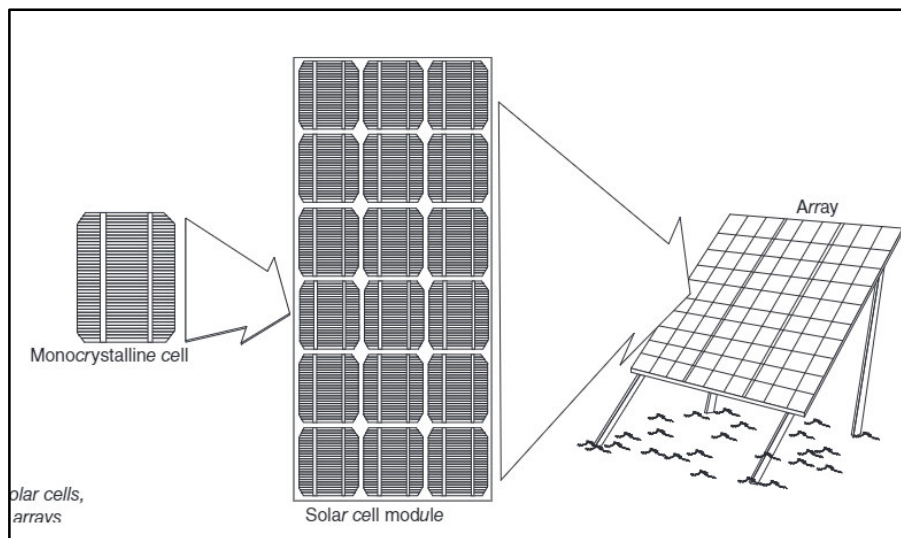


Figura 20 - Hierarquia fotovoltaica, célula monocristalina, módulo de células e *array* fotovoltaico (7)

3.1.4-Tipos de Sistemas Fotovoltaicos

Um sistema fotovoltaico consiste num número de vários componentes com o objetivo de realizar alguma tarefa, desde a produção de energia elétrica, para posterior introdução na rede, alimentação de pequenas calculadoras, alimentação de bombas de água e outras aplicações. O *design* do sistema depende essencialmente da tarefa para qual é projetado e da localização do mesmo. Existem dois grandes grupos de configurações: *off-grid* e *on-grid*. Como o nome indica o sistema *off-grid* opera sem ligação à rede elétrica. Neste caso tem que ser colocado um banco de baterias para armazenar a energia para ser consumida durante a noite ou em períodos de menor insolação. Por outro lado, os sistemas *on-grid* estão ligados à rede elétrica. Sendo esta utilizada juntamente com a energia fotovoltaica para a abastecer os consumidores (10).

Há uma variante dos sistemas *off-grid*, que consistem em possuir uma fonte de energia extra como gerador a diesel ou turbina eólica de acordo com as necessidades da carga. Este tipo de sistemas designam-se de híbridos, fazendo com que necessidade de colocar baterias seja opcional. Tendo em conta que as baterias podem ser colocadas exclusivamente para armazenar a energia proveniente da fotovoltaica, pois o geradora diesel funciona como *backup*. Os seguintes esquemas presentes representam os vários sistemas (10).

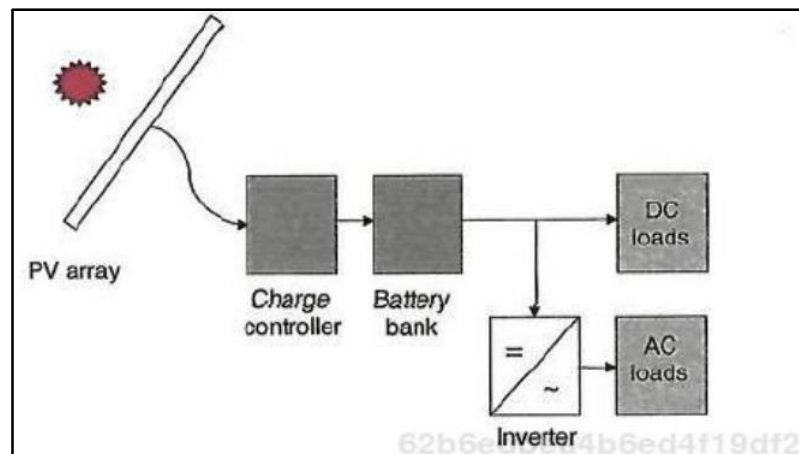


Figura 21- Esquema de um sistema fotovoltaico *off-grid* (10)

A Figura 21 representa o esquema *off-grid*, como se verifica não existe qualquer tipo de ligação à rede elétrica. Onde se observa o controlador de carga, o banco de baterias e a carga DC, caso a carga seja AC é necessário a colocação do inversor para se obter a corrente AC para alimentar uma posterior carga AC.

Na Figura 22 representa-se um sistema *on-grid*, para este sistema apenas se apresentam os PF, o inversor e a carga AC, bem como a rede (10).

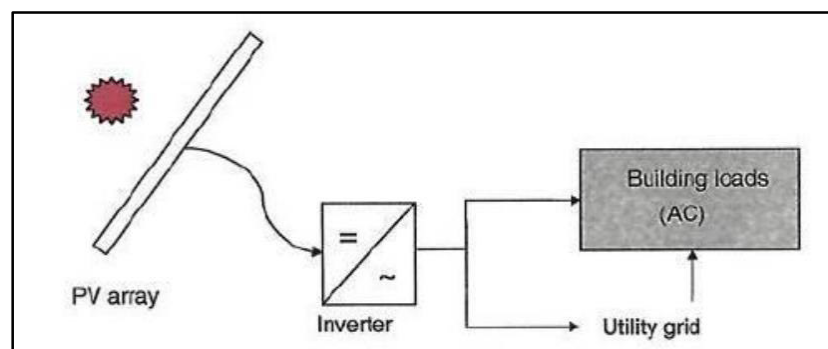


Figura 22 - Esquema de um sistema fotovoltaico *on-grid* (10)

A Figura 23 ilustra um sistema híbrido, este acrescenta relativamente aos outros um motor gerador e um retificador que transforma a energia em DC para carregar as baterias (10).

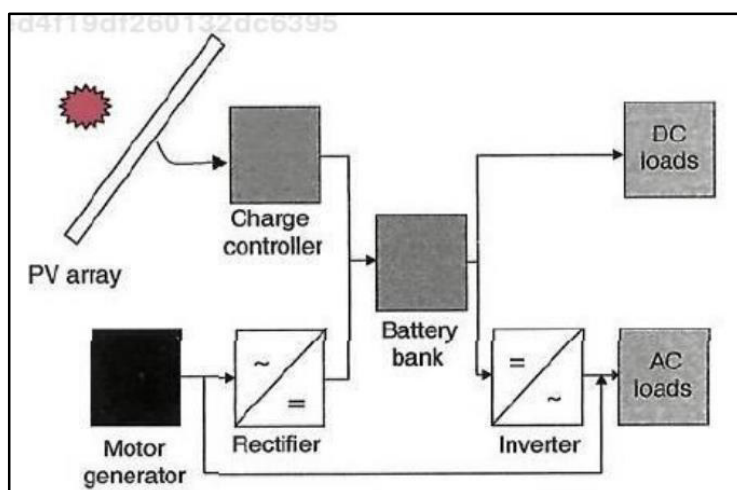


Figura 23 - Esquema de um sistema fotovoltaico híbrido com um gerador (gerador a diesel ou eólico) (10)

3.1.5-Painéis Fotovoltaicos Flutuantes

A necessidade constante de energia elétrica e a escassez futura dos combustíveis fósseis, acrescentando as preocupações ambientais criou a necessidade de apostar na tecnologia fotovoltaica a grande escala. De forma a conservar o património aquático a colocação de PF os oceanos, lagos, reservatórios de água, tanques de irrigação, estação de tratamento de águas residuais e barragens podem ser locais atraentes para colocação de PFF. Os PFF são um tipo de painéis fotovoltaicos que possuem algumas vantagens quando comparados com as instalações de PF terrestres tais como: possuir menos obstáculos para a captação da luz solar, maior eficiência na produção de energia, devido à menor temperatura que se cria debaixo dos painéis. Existem muitos locais no mundo onde não existe área suficiente para instalação de painéis fotovoltaicos, tais como Japão, Singapura, Filipinas entre outros. Esta demanda tem vindo a aumentar por todo o mundo. Os PFF podem ser instalados nos lagos, oceanos, reservas naturais, lagos de irrigação, barragens e canais de água. Um módulo típico de PFF converte entre 4-18%(11) da energia solar incidente em energia elétrica dependendo do tipo de célula fotovoltaica e das condições climáticas. A restante radiação solar faz com que a temperatura do PFF aumente significativamente, a potência de saída varia de acordo com as variações de temperatura. Pode-se assim dizer que a eficiência do painel varia com a temperatura sendo esta mais alta quando os PFF são colocados em água. Se o alumínio fosse usado para suportar os PFF, este serviria como refrigerador fazendo assim descer a temperatura dos módulos (11).

Este conceito consiste em unir o sistema solar fotovoltaico à tecnologia flutuante. Esta tecnologia de PFF é constituída por vários componentes são eles: **pontão, flutuadores, sistema de amarração, módulo de painel solar, cabos e conetores** como se observa na Figura 24 (11).

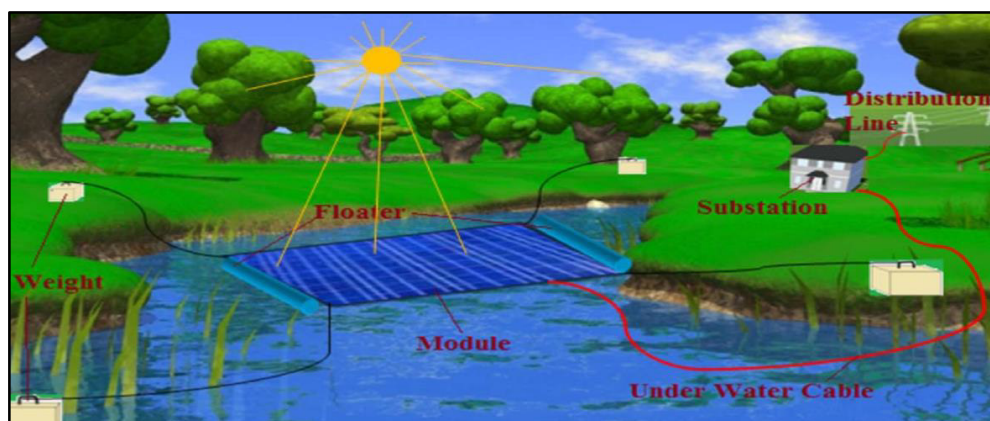


Figura 24 - Esquema de um PFF com os componentes (11)

Os diversos componentes serão apresentados seguidamente. Em primeiro lugar surge o **pontão** que está representado na Figura 25. Este é responsável pela flutuação dos painéis que podem ser colocados em série ou em paralelo de acordo com o espaço disponível (11).

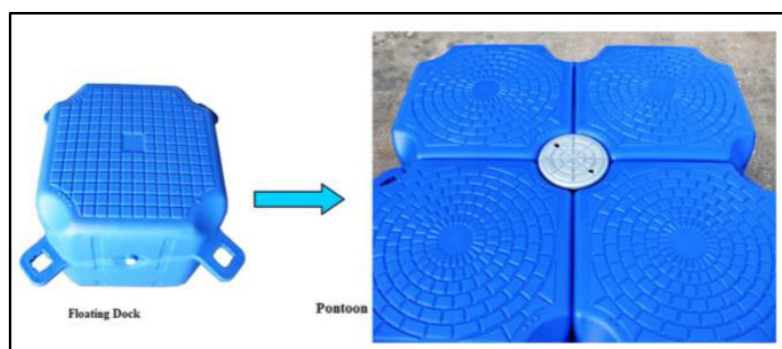


Figura 25 – Estrutura do pontão (11)

Os **flutuadores** são o conjunto da associação dos vários pontões. É uma estrutura oca que permite a flutuação.

O **sistema de amarração** é o componente responsável por fixar a estrutura, mantém o sistema na mesma posição e previne que este rode e fiquem ao contrário e ainda diminuem as ondulações provocadas pela flutuação. O principal desafio é que estas estruturas sejam colocadas nas águas profundas (11).

O **módulo de painel solar** até ao momento foi sempre construído com módulos de painéis solares cristalinos. Contudo muitos projetos são colocados em água salgada o que fez com que fossem desenvolvidos módulos específicos para resistir à longa exposição de nevoeiro salino.

O último componente são os **cabos e os conectores** para permitir que a energia elétrica alcance a terra. Esta energia pode ser fornecida à rede ou utilizada para carregar as baterias. Os projetos efetuados até agora não colocaram os cabos por baixo de água, mas mantiveram-nos à superfície. Ainda assim estão a ser efetuados estudos sobre os cabos para aferir aquelas cujas características se adequam mais a esta finalidade, sendo esta informação bastante importante para os projetos com PFF (11).

No que concerne às principais vantagens e desvantagens dos PFF são apresentadas em detalhe nos seguintes tópicos. As **vantagens** desta tecnologia são:

- Aumento da eficiência, a reflexão por parte da água aumenta a incidência de radiação no PFF e aumenta o rendimento do PFF com o arrefecimento das células.
- Reduz a evaporação da água, com a colocação do painel cria-se um sombreamento da água e reduz a evaporação.
- Melhora a qualidade da água isto porque reduz a realização de fotossíntese o que faz com que as algas não se desenvolvam tão rapidamente.
- Economia territorial, deixa o território terrestre disponível para atividade agrícola, turismo e outras atividades com a colocação em água há rentabilização de um espaço que já está a ser utilizado.
- A instalação é consideravelmente simples o que reduz o tempo de montagem e o respetivo custo da instalação.

Este tipo de tecnologia também apresentam as seguintes **desvantagens**:

- Aumenta a corrosão das estruturas metálicas e dos componentes o que reduz o tempo de vida do sistema.
- Tendo em conta que não há penetração da luz solar põe em risco a vida aquática pondo em risco a biodiversidade.
- Compromete as atividades de pesca e as travessias nos locais onde os PFF forem colocados (11).

Depois da tecnologia descrita no ponto anterior, vai aprofundar-se a marca líder a nível mundial. E ainda dar a conhecer alguns casos de sucesso que já foram implementados por todo o mundo. A *Ciel & Terre* tem desenvolvido a grande escala em projetos fotovoltaicos para instituições comerciais, governamentais e sem fins lucrativos desde 2006. É uma marca reconhecida pela qualidade dos sistemas solares e pela inovação tecnológica que apresenta. *Ciel & Terre* é responsável pela gestão de todos os aspetos do processo de desenvolvimento, desenvolvimento do *design*, engenharia, manutenção e operação. Atualmente foram colocados 50 MWp em painéis fotovoltaicos flutuantes para abastecer cerca de 55 fábricas. Desde 2011 que a grande aposta desta marca, tem sido em soluções inovadoras de PFF (3).



Figura 26 - Implementação de PFF numa albufeira (3)

A nível de funcionamento e manuseamento pode ser verificado na Figura 29 e na Figura 26, Figura 27 e Figura 28 mostra o material pela qual são constituídos os PFF. Na Figura 27 e 29 apresenta-se o suporte para estes painéis com algum detalhe, na Figura 28 apresentam-se três imagens que descrevem a manutenção dos PFF.

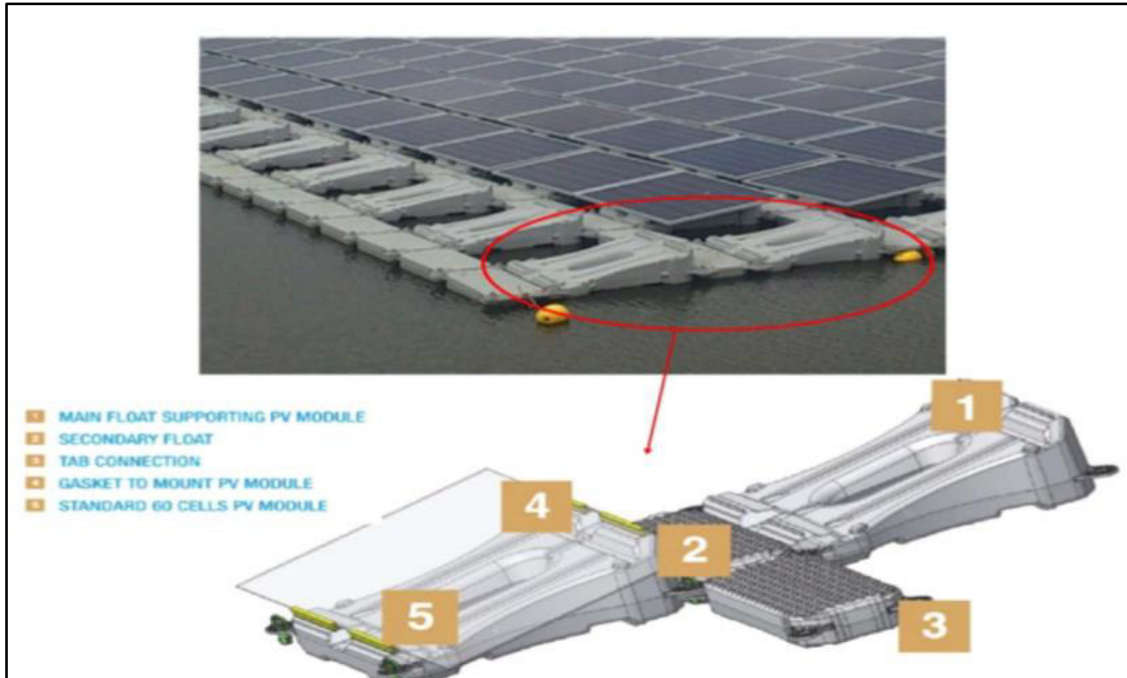


Figura 27 - Tecnologia do PFF da marca *Ciel & Terre* (11)



Figura 29 - Esquema de funcionamento dos PFF (3)



Figura 28 - Flutuadores em plástico que sustentam os PFF (3)

Outros projetos implementados com PFF da marca *Ciel & Terre* que se encontram em funcionamento e foram implementados apresentam-se na Figura 30.

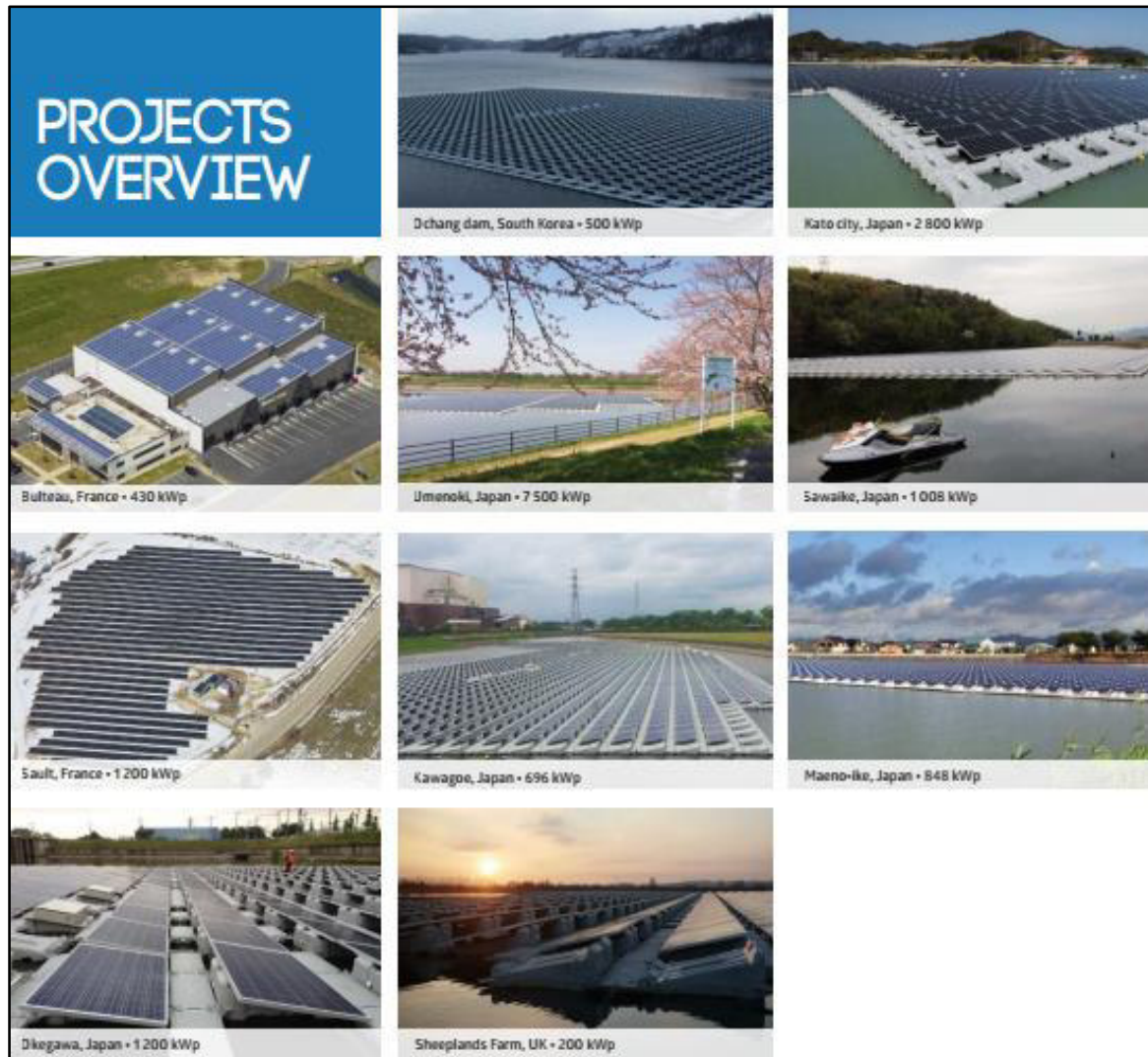


Figura 30 - Outros projetos com PFF já implementados (3)

3.1.6-Inversor Fotovoltaico

O inversor fotovoltaico é conhecido como o “coração” do sistema fotovoltaico. Existem vários tipos de inversores para módulos de PFF e estes adaptam-se de acordo com o tipo de sistema: *off-grid* e *on-grid*. Relativamente aos inversores utilizados em sistemas *on-grid* estes possuem duas principais funções retirar o máximo potencial do painel fotovoltaico e conseguir injetar uma corrente sinusoidal na rede elétrica. Os inversores que se utilizam para sistemas conectados à rede estão divididos em duas categorias: inversor centralizado e micro-inversor. Denomina-se de inversor centralizado quando numa instalação de painéis fotovoltaicos existem um único inversor conectado a várias *strings* de painéis fotovoltaicos como é observável na Figura 31. No que concerne ao micro-inversor este apresenta-se em cada painel fotovoltaico como se pode verifica na Figura 32.

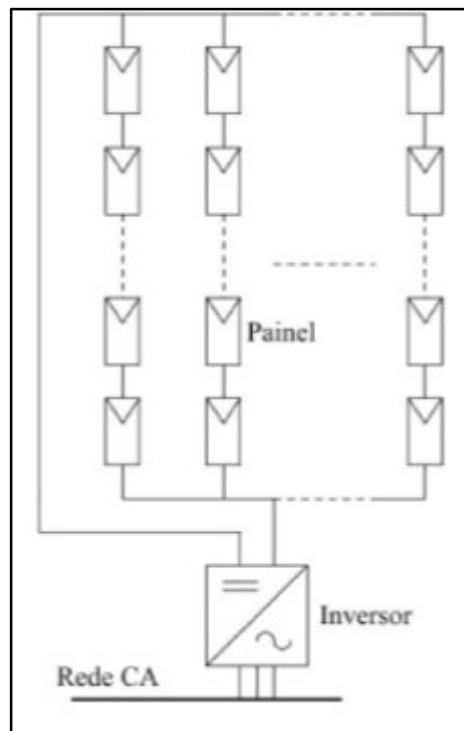


Figura 31 - Esquema de PF com inversor centralizado (45)

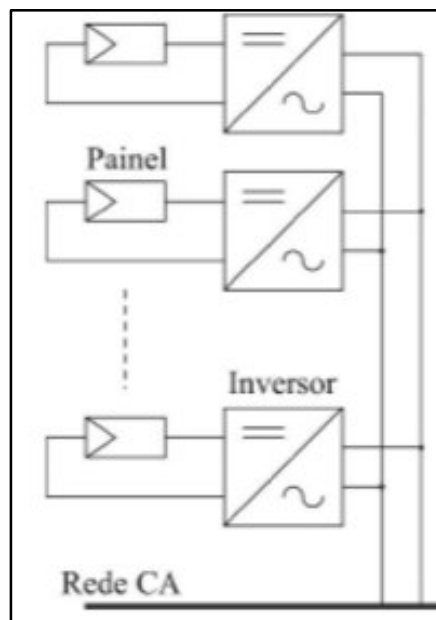


Figura 32 - Esquema de PF com micro-inversor (45)

De acordo com a finalidade dos mesmos assim os painéis fotovoltaicos se organizam em série ou em paralelo. Os módulos de painéis fotovoltaicos podem melhorar o seu desempenho se utilizarem um conversor especial que melhore a conversão de energia em eletricidade. O inversor de um estado de elevada frequência (*single-stage high frequency*) são utilizados em sistemas de painéis fotovoltaicos descentralizados como pequenas habitações. Em oposição aos inversores clássicos que apostam na elevada densidade de potência. (12)(13)

As principais tarefas do inversor fotovoltaico num sistema *on-grid* são as seguintes:

- Converte a corrente contínua em corrente alternada;
- Permitir alcançar um elevado grau de eficiência do sistema (>95%) ;
- Sincronizar a corrente dos painéis com a frequência da corrente da rede;
- Fazer com que a corrente proveniente do PF cumpra os valores de tensão, frequência e impedância da rede possibilitando assim a conexão a esta;
- Preparar condições de dados da ilha de painéis fotovoltaicos (potência, corrente, tensão) através de uma interface externa (14).

3.1.7-Controladores de Carga

Os controladores de carga são equipamentos mais importantes de sistema fotovoltaico, tendo como principal função garantir a durabilidade do banco de baterias. A função de um controlador de carga consiste em coordenar os vários componentes e proteger das sobrecargas das baterias, protegendo também as descargas profundas.

Quando os sistemas não se encontram conectados à rede há a necessidade de um elevado número de baterias. Logo pode o controlador de carga prevenir que as baterias não se danifiquem com as descargas profundas ou, por outro lado, com as sobrecargas provocadas pelos módulos fotovoltaicos.

O controlador de carga possui algumas funções principais. Primeiramente, é o ponto central de ligação entre a carga, os módulos fotovoltaicos e as baterias como se observa na figura. Outra função é gerir o sistema elétrico de forma a que consiga fornecer a energia necessária à carga retirada das baterias. E ainda, avisa o utilizador final através de um monitor de potenciais problemas (7). É observável na Figura 33 um esquema elétrico onde consta um controlador de carga.

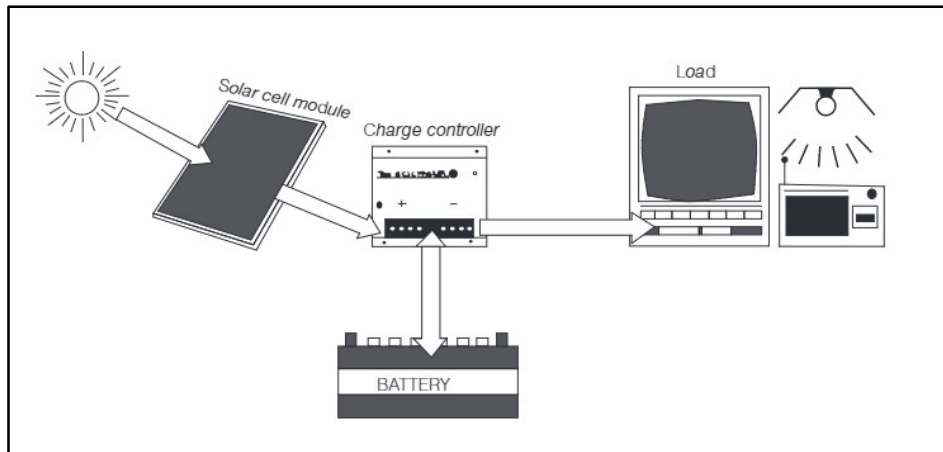


Figura 33 - Esquema fotovoltaico com controlador de carga (7)

3.1.8-Baterias

Para que o crescimento das energias renováveis ocorra de uma forma sustentável é necessário o desenvolvimento da capacidade dos sistemas de armazenamento de energia elétrica. Foram ponderados vários tipos de sistemas de armazenamento de energia tais como: bomba hidrelétrica *pumped hydroelectric storage (PHS)*, ar comprimido *compressed air energy storage (CAES)*, volantes de inércia *flywheels* e armazenamento eletroquímico *electrochemical storage* que se designam de baterias. Estas últimas, as baterias, possuem vantagem em comparação com outros sistemas de armazenamento a nível de eficiência, tempo de vida, tempo de descarga e peso ou mobilidade do sistema. Atualmente, as baterias de lítio são os dispositivos de armazenamento de energia elétrica portáteis mais bem sucedidos, contudo a sua utilização está limitada a pequenos equipamentos eletrónicos. Quando se pondera a utilização das baterias de lítio para grandes quantidades de energia apresentam limitação a nível de custo. Desta forma é necessário encontrar uma tecnologia de bateria viável que permita armazenar grandes quantidades de energia elétrica (12). Do ponto de vista energético as baterias convertem energia química em energia elétrica com base em várias reações químicas.

Células Eletroquímicas

Na Figura 33 apresenta a configuração de uma célula eletroquímica esta é composta por um cátodo, ânodo e eletrólito ou condutor iónico.

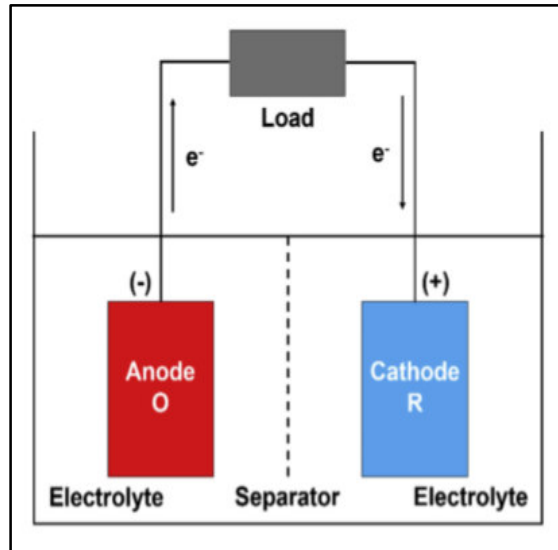


Figura 34 – Esquema de descarga uma célula eletroquímica (12)

Quando o eletrodo e o eletrólito entram em contacto há transferência de eletrões com base na ocorrência de uma reação de oxidação ou de redução, a quantidade de reação química que ocorre é causada pelo fluxo da corrente elétrica que é proporcional à quantidade de energia que passa. A reação de transferência de carga tem por base a lei de *Faraday* e a taxa de corrente pela formulação *Butler Volmer* através da seguinte expressão:

$$i = i_0 \exp(\alpha F \eta / RT) - \exp((1 - \alpha) F \eta) / RT \quad (3.1)$$

Nesta expressão as variáveis significam respetivamente i_0 é corrente, α coeficiente de transferência de carga, η polarização, F constante de *Faraday*, R constante universal dos gases perfeitos, T temperatura absoluta.

Durante a descarga, o ânodo(O) representado a vermelho na Figura 34 é oxidado e os eletrões formam uma corrente elétrica para o circuito externo através na seguinte reação química:



O cátodo(R), representado a azul aceita eletrões do circuito externo através na reação química:



O eletrólito proporciona o transporte iónico para a transferência de corrente para a carga e ainda um separador que proporciona uma barreira física que evita o curto circuito entre o ânodo e o cátodo. A reação global pode ser descrita por duas reações de meia célula. Como se verifica na equação:



Bateria de Ácido-Chumbo

Desde o início que se começou o desenvolvimento tentou adaptar-se a várias aplicações tais como veículos elétricos e armazenamento de energia elétrica para sistemas de energias renováveis. Este sistema é constituído por um elétrodo positivo de dióxido de chumbo (PbO_2) e um elétrodo negativo constituído de chumbo metálico. O processo de descarga está ilustrada na Figura 35.

A oxidação do chumbo (Pb) é dada pelas seguintes expressão $\text{Pb} \rightarrow \text{Pb}^{2+} + 2e^-$ e relativamente ao PbO_2 este é reduzido $\text{Pb}^{4+} + 2e^- \rightarrow \text{Pb}^{2+}$ durante a descarga resultando a formação de PbSO_4 .

Este processo é reversível no processo de carga e de descarga. As reações que ocorrem no **ânodo** e do **cátodo** são respetivamente nas expressões (3.5) e (3.6).

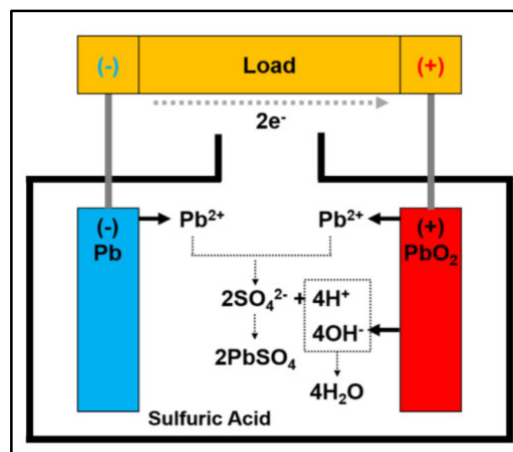
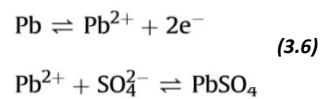
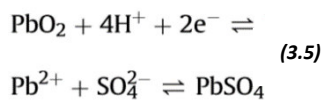


Figura 35 - Reação de descarga em baterias de ácido-chumbo (12)

Sendo a reação de descarga dada pela seguinte expressão:



Neste processo o ácido sulfúrico (H_2SO_4) é o eletrólito aquoso sendo consumido para produzir PbSO_4 e H_2O durante a descarga. H_2SO_4 pode ser considerado um componente adicional que limita a eficácia destas baterias. Quantificando em tensão esta equação produz uma tensão cerca de 2V por célula.

As baterias de ácido-chumbo estão a ser introduzidas em várias aplicações de armazenamento de energia elétrica, tendo em conta a sua facilidade de fabrico fabricação, este tipo de baterias consegue fornecer potência numa gama desde kW's até 10 MW. Possui uma eficiência moderada

que rondam os 70%, um elevado tempo de vida cerca de três a doze anos e ainda custos relativamente baixos. Acrescentando o facto de as células que compõem este tipo de baterias, especialmente de chumbo são recicláveis. Por outro lado, o ciclo de vida das baterias de ácido-chumbo é bastante limitado. A camada de sulfato de chumbo que se pode formar sobre a superfície do eléctrodo negativo durante o período de elevada descarga, pode não ser completamente reversível durante o processo de carga.

Este facto reduz a área do eletrólito para a ocorrência de reações eletroquímicas o que leva a uma diminuição do ciclo de vida. Além disso o carregamento da célula com uma corrente elevada induz geração de hidrogénio, o que resulta numa baixa eficiência do ciclo de vida e um risco de explosão. Para melhorar o ciclo de vida das baterias de chumbo-ácido, o carbono tem sido testado para ser utilizado no eléctrodo negativo, porque uma pequena concentração (0,15 a 0,25 % em wt%) no eléctrodo negativo pode reduzir a acumulação de PbSO_4 na superfície deste eléctrodo. Quando o eléctrodo negativo é completamente substituído por carbono pode-se chamar de Carbono-Chumbo a nucleação e o crescimento do PbSO_4 é eliminado e melhora bastante o ciclo de vida.

Por outro lado, um sistema avançado de baterias de ácido-chumbo apresenta um sistema de divisão do eléctrodo negativo como se observa na Figura 36.

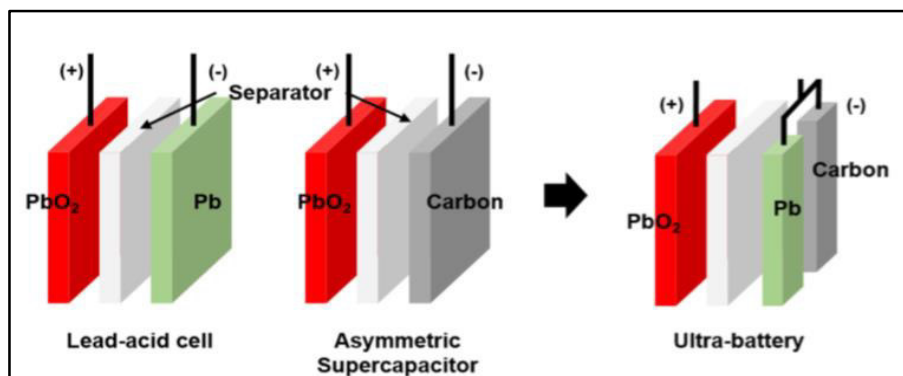


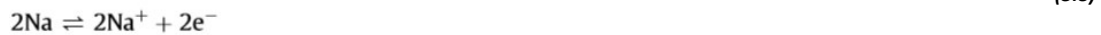
Figura 36 - Esquema de uma ultra-bateria constituída por células de ácido-chumbo com supercondensador assimétrico (12)

Neste sistema o eléctrodo negativo é substituído por dois materiais em paralelo o (chumbo e carbono) e o eléctrodo positivo mantém-se constituído de PbO_2 denominando-se assim o conjunto de ultra-bateria. Esta configuração proporciona uma elevada capacidade e um elevado ciclo de vida comparativamente com a configuração tradicional das baterias de ácido-chumbo e ainda uma melhoria de 50% na capacidade de descarga e 60% na capacidade de carga. Independentemente das melhorias que foram apresentadas ainda **são necessários custos mais baixos e duração de descarga mais elevadas** para uma melhoria nos sistemas de armazenamento de energia eléctrica. No que diz respeito ao custo capital o valor do sistema de ultra-baterias é cerca de 458,3 €/kWh é mais elevado do que um sistema de baterias de ácido-chumbo 183,3 €/kWh sendo possível reduzir o custo com o aumento da produção. **Mesmo que as baterias de ácido-chumbo sejam apenas utilizadas em sistema de armazenamento de energia eléctrica de descarga de curta duração, o sistema de ultra-bateria pode vir a ser utilizado em sistema de armazenamento para grandes quantidades de energia.**

Bateria de Sódio-Enxofre

Esta tecnologia é considerada bastante adequada no que diz respeito a armazenar grandes quantidades de energia elétrica. Tendo em conta a abundância em sódio (Na), o seu baixo poder de redução bem como a sua alta energia específica ($\sim 760 \text{ Wh/kg}$) e flexibilidade. Este sistema é constituído por um ânodo de sódio (Na) e um cátodo de enxofre (S) e um eletrólito sólido de óxido de alumínio (Al_2O_3) e um separador. A célula opera a altas temperaturas entre 300°C a 350°C são temperaturas necessárias para manter Na e o S fundidos e assegurar a eficiência de transporte dos iões de Na através do eletrólito sólido de cerâmica. Durante o processo de descarga o Na do eléctrodo negativo é oxidado originando iões Na^+ . Estes iões Na^+ movem-se através do eletrólito e vão reagir com o eléctrodo positivo de enxofre formando assim o disódio pentasulfato (Na_2S_5). Estas reacções são reversíveis durante o processo de carga.

No eletrólito negativo:



No eletrólito positivo:



A reacção geral:



Na Figura 37 apresenta-se o esquema das referidas células, que constituem este género de baterias. Assim como na Figura 38 se observa a movimentação dos electrões durante o ciclo de descarga.

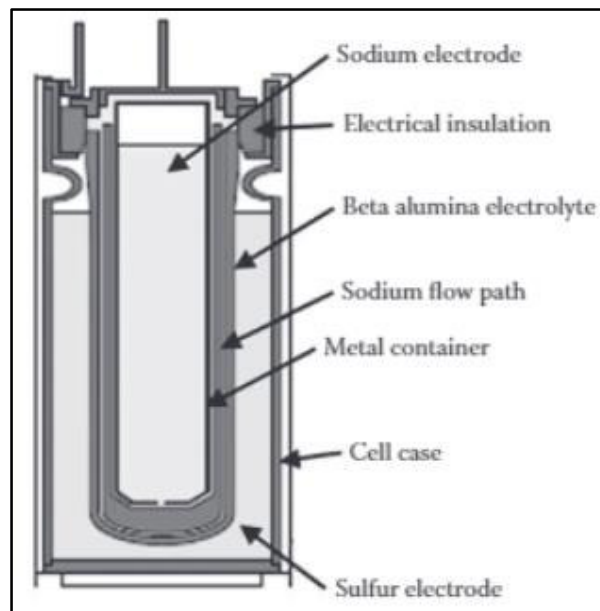


Figura 37 - Células da bateria NaS (46)

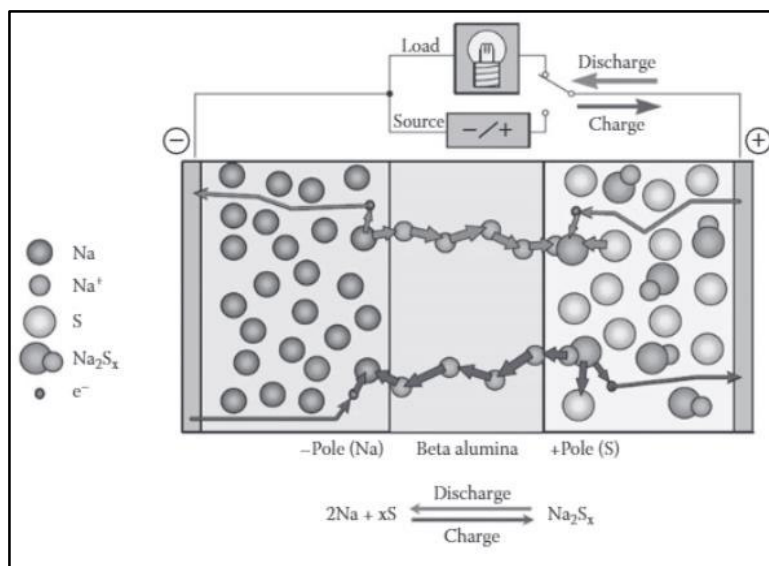


Figura 38 - Movimentação dos elétrons e iões durante os ciclos de carga e descarga (46)

A uma temperatura de 350°C a bateria apresenta uma tensão cerca de 2,07V até 60-75% processo de descarga. Neste sistema de baterias, o eletrólito está no estado sólido e tem uma condutividade iónica de 0,2 e 0,4 S/cm a 300°C. O eletrólito é um elemento chave que determina o desempenho e o custo da bateria. Se ambos os elétrodos no estado líquido entrarem em contacto direto a altas temperaturas há possibilidade de ocorrer uma explosão.

Um ponto importante é que os produtos de descarga são isoladores eléctricos. Desta forma devem ser misturados com materiais com carbono para tornar o transporte eléctrico mais eficiente. A Figura 39 ilustra o interior de uma bateria de Na-S.

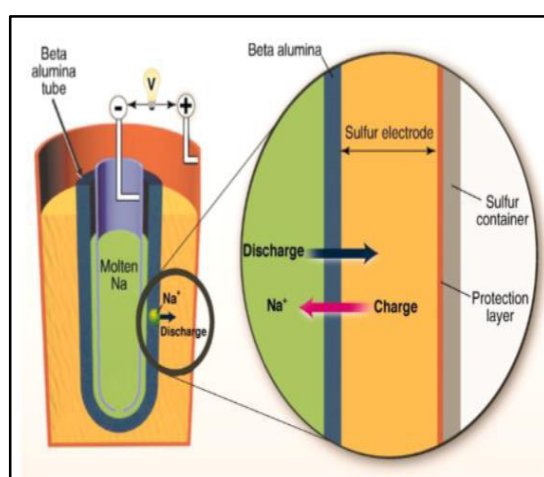


Figura 39 - Ilustração esquemática de uma bateria Na-S tubulares com estrutura detalhada (12)

Bateria de íões-lítio

Das várias pilhas recarregáveis, as baterias de íões lítio têm sido consideradas para o uso em larga escala para armazenamento de energia elétrica tendo em conta a alta densidade de energia, estabilidade do ciclo e eficiência energética. Comummente, esta bateria utiliza óxidos de metal no cátodo, carbono no ânodo, e um eletrólito não aquoso de uma mistura de líquido com gás como se pode observar na Figura 40.

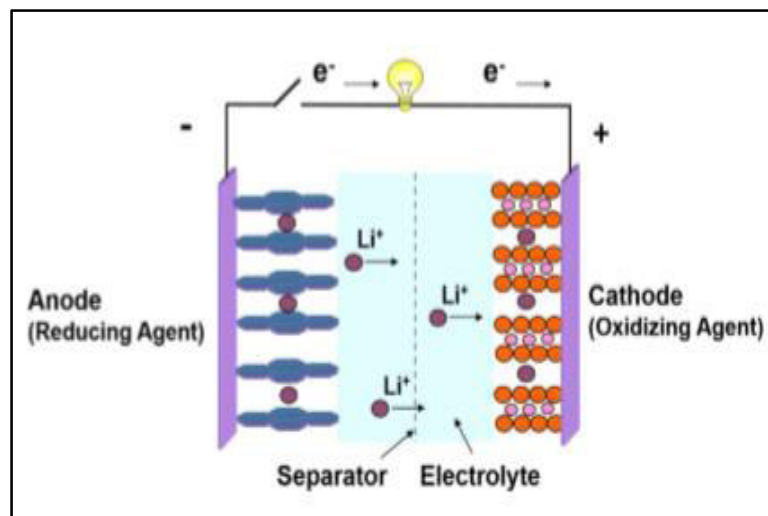


Figura 40 - Esquema de uma bateria de lítio durante o processo de descarga (12)

3.2-Tecnologia do Veículo Elétrico

3.2.1-História do Veículo Elétrico

O VE não é uma invenção dos tempos modernos, mas sim um tipo de veículo com uma história com cerca de 100 anos. É difícil precisar um inventor e um local para o nascimento do VE, contudo o VE que se conhece hoje teve por base um conjunto de avanços que começaram com a bateria para o motor elétrico por volta do ano de 1800. Um inventor britânico desenvolveu o primeiro protótipo de um veículo elétrico, mas apenas na segunda metade do século XIX que inventores franceses e ingleses contruíam alguns dos primeiros carros elétricos práticos. Nos EUA o primeiro carro elétrico foi pelo ano de 1890 o veículo possuía seis lugares e atingia uma velocidade máxima de 14 km/hora e era pouco mais do que um comboio elétrico, mas fez com que o interesse por este tipo de veículos aumentasse. Em 1900 os carros elétricos estiveram no seu apogeu e nos próximos 10 anos continuaram a mostrar-se fortes nas vendas (15).

3.2.2-Carregamento do Veículo Elétrico

Quando se aborda o tópico do carregamento de um VE, a questão que se coloca é o que distingue o carregamento de um VE, da alimentação de qualquer outra aplicação elétrica (como por exemplo alimentar uma torradeira, máquina de lavar ou um aquecedor elétrico). A primeira grande diferença reside no facto de o VE necessitar de uma corrente muito elevada durante bastante tempo. O que se converte num grande desafio para toda a instalação elétrica. A segunda razão é, tendo em conta a dimensão e a exposição o carregamento do VE pode ser realizado num local de acesso humano não controlado. Logo caso exista algum problema com a instalação pode ser perigoso para os utilizadores. Este facto, faz com que existam atenções redobradas na verificação da instalação elétrica que alimenta o VE de forma a limitar o risco em caso de falha.

Importa referenciar que existe sempre um risco associado a qualquer instalação elétrica, mas que este diminui consideravelmente, sendo quase inexistente, quando as regras técnicas impostas na regulamentação são cumpridas na totalidade (16).

3.2.3-Detalhe técnico do carregamento do Veículo Elétrico

Para se realizar o carregamento do VE são necessárias tomadas elétricas apropriadas e realiza-se através de um carregador que cada VE possui a bordo. O carregador interno pode assemelhar-se a um carregador de um telemóvel, mas com uma potência muito superior. Este carregador pode ser alimentado a corrente AC, mas carrega a bateria em corrente DC.

Para a realização de um modo de carregamento normal é necessário um posto de carregamento, uma tomada que através de um fio se liga ao carregador interno, onde é convertida a corrente AC em DC para posteriormente ser carregada a bateria.

De forma a que o carregamento do VE fosse realizado em conformidade, a norma europeia/portuguesa EN/NP61851 – Sistema de carga condutiva para veículos elétricos (2003), revista em dezembro de 2010 estipula como poderá ser feito o carregamento de um VE e em que condições. Definindo assim quatro modos de carregamento (16).

3.2.4-Modos de Carregamento

Atualmente existem quatro modos de carregamento que foram normalizados e ainda o modo indutivo. Assim vai detalhar-se cada um desses modos de forma a entender melhor o seu detalhe técnico bem como o princípio de funcionamento e as principais diferenças entre eles.

Modo1

O modo1 de carregamento é um tipo de **carregamento lento** numa tomada normalizada doméstica com terra ou tomada industrial ver Figura 42. Para que este modo seja usado de forma segura, tem que ser garantido pelo utilizador a existência de terra de proteção e a existência de um disjuntor diferencial de elevada sensibilidade. Podendo este ser

colocado no cabo como se pode analisar na Figura 41. Importa salientar a necessidade da utilização de um disjuntor diferencial de alta sensibilidade, o disjuntor mede a diferença entre a corrente que vai na fase e a que regressa no neutro. Se estas forem iguais não há qualquer anomalia, quando as correntes medidas são diferentes significa que uma parte da corrente não vai voltar pelo neutro, mas pela terra podendo assim atravessar uma pessoa ocorrendo eletrocussão. Neste caso o disjuntor abre o circuito, evitando uma tragédia (16). A Figura 43 representa este modo de carregamento.



Figura 42 - Tomada industrial e tomada doméstica respetivamente (16)



Figura 41 - Disjuntor diferencial de instalação em cabo (16)

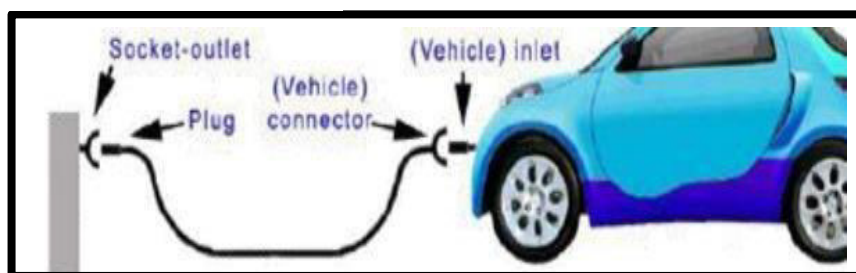


Figura 43 - Carregamento em Modo 1 (16)

Modo3

Tendo por base a mesma norma, o modo3 é também um modo de **carregamento lento**, contudo é um tipo de **carregamento dedicado** para VE. Pode fornecer em corrente monofásica ou trifásica em várias correntes possíveis e tem a funcionalidade de “piloto controlo” para segurança adicional. Este processo tem como objetivo aumentar a segurança do modo de carregamento de um VE, reduzir os riscos associados a erros de manipulação por utilizadores e ainda defeitos de isolamento elétrico do VE, do cabo de ligação ou da tomada de fornecimento. Este modo é constituído por três componentes fundamentais: **Tomadas e fichas de fornecimento, Relé de corte de alimentação e Sistema eletrónico associado à tomada de fornecimento**. As tomadas incluem condutores de energia, terra de proteção, condutor do sinal “piloto de controlo” e sensor de inserção de ficha na tomada. As tomadas possuem um encravamento de ficha na tomada após inserção. O Relé de corte de alimentação é controlado pelo sistema

eletrónico que permite a alimentação ou o corte da tomada. O sistema eletrónico associado à tomada de fornecimento, com o estabelecimento contínuo de uma pequena corrente entre a tomada de fornecimento e o veículo permite a monitorização e manutenção das condições de isolamento durante o carregamento. A principal diferença deste modo é que possui a funcionalidade de “piloto controlo” para segurança adicional. As fichas para este tipo de modo podem ser visualizadas na Figura 44 e Figura 45 (16).



Figura 44 - Fichas de carregamento Modo 3 (16)

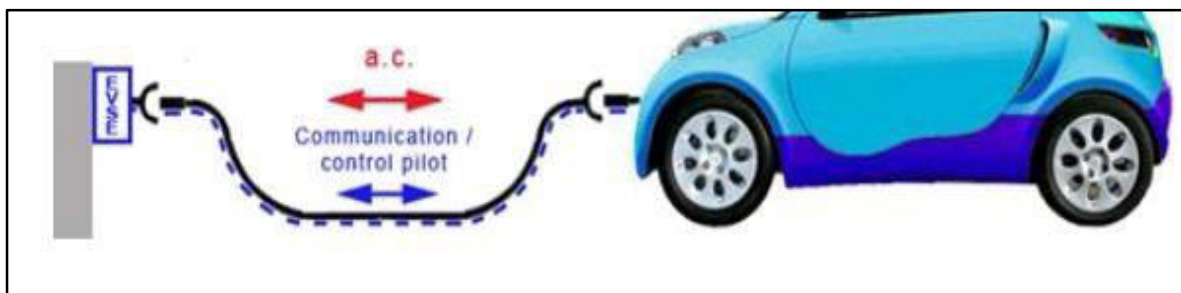


Figura 45 - Carregamento em Modo 3 (16)

Modo2

Este modo complementa o modo3, isto porque permite que um VE que só carregue em modo3, consiga carregar numa tomada doméstica ou industrial. Sendo assim o cabo de carregamento responsável por ter função “piloto de controlo” desde o VE até ao ICCB (*In-cable control box*) (Figura 46). O modo2 é o modo de carregamento em que o relé e o sistema eletrónico definido para o modo3 assim como o disjuntor diferencial está instalado no cabo ou na caixa de controlo do cabo, que se encontra instalada na extremidade do cabo de ligação (ICCB), na ponta oposta existe uma ficha modo3 para (Figura 47) ao VE. Sendo o circuito entre o VE e o ICCB percorrido pelo “piloto de controlo”. A maior parte dos cabos modos 3 vem equipados com cabo modo2 (16).



Figura 46 - ICCB caixa de comando (16)

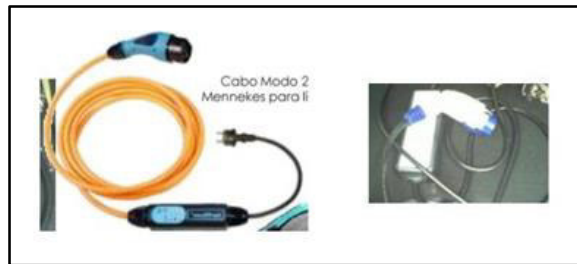


Figura 47 - Cabos Modo 2 para ligar a um VE de carregamento Modo 3 (16)

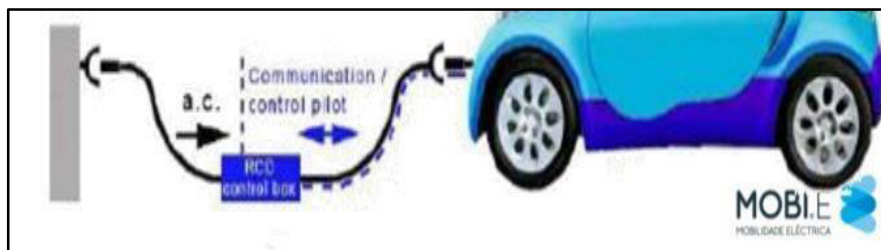


Figura 48 - Carregamento em Modo 2 (16)

Modo4

Este modo é o único de **carregamento rápido**, definido como modo uma ligação indireta observar Figura 50 do VE à rede de alimentação através de um carregador externo no qual o condutor “piloto de controlo” vai até ao equipamento ligando-se de uma forma permanente à rede de alimentação. É um modo carregamento DC que alimenta a bateria do VE diretamente em DC. Durante o carregamento é o veículo que controla o carregador, através da comunicação no cabo não existindo assim qualquer perigo do carregador injetar corrente de forma nociva para o VE. As fichas para realizar este tipo de carregamento podem visualizar-se no Figura 49 (16).



Figura 49 - Ficha e tomada que permite o Modo 4 (16)

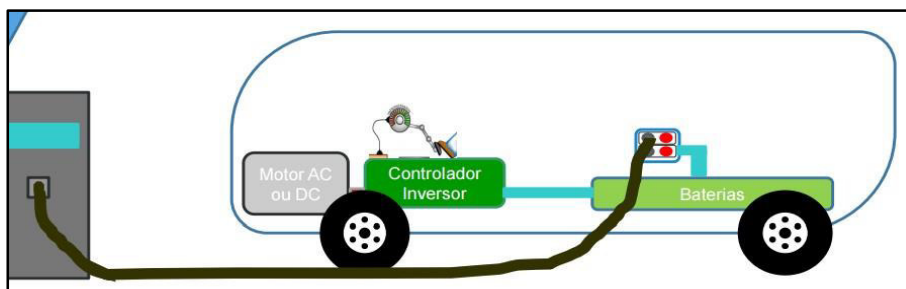


Figura 50 - Carregamento em Modo 4 (16)

Depois de se analisar os quatro modos de carregamento chega-se à conclusão que o Modo3 é o mais eficaz tendo em conta a uma cuidada elaboração, apresenta-se como a mais segura e feita em melhores condições.

Modo de Indução

O modo de carregamento por indução é um modo em que não existe contacto físico, isto porque fornecem energia ao VE através de um campo eletromagnético sem existir uma conexão direta. Este carregamento por indução funciona tendo por base um lado primário e um lado secundário tal como num transformador. O lado primário consiste no terminal que liga à fonte de alimentação, o secundário corresponde ao terminal de entrada no VE. O terminal secundário está ligado ao carregador interno do veículo, fornecendo-lhe assim a energia necessária para o carregamento das baterias.

Tendo em conta que não existe contacto elétrico direto entre o carregador e a porta de carregamento do VE os terminais do carregador e da porta de carregamento devem estar revestidos, evitando assim o perigo de eletrocussão.

Esta tipologia de sistemas pode ter aplicações interessantes, pois o carregamento é feito de uma forma completamente automatizada. Um sistema que existe atualmente é num local de estacionamento, onde o carregamento se inicia automaticamente, sem necessidade de utilizar cabos e restante equipamento como se ilustra na Figura 51 (17).

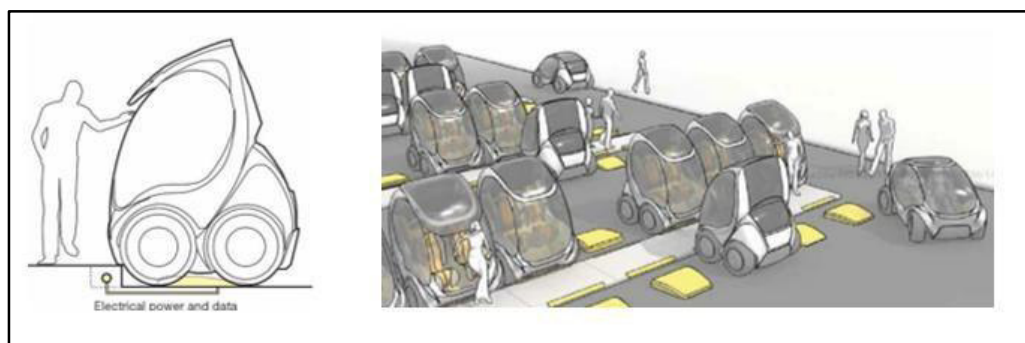


Figura 51 - Carregamento indutivo com um VE fixo (18)

Outra metodologia de aplicar a indução ao carregamento de VE consiste no facto de utilizar uma espécie de carris que vão permitir o carregamento tal como se observa na Figura 52. Assim, o VE não necessita de estar imobilizado durante o processo de carga. Para os VE que circulem bastantes quilómetros, VE empresariais este método é bastante útil pois enquanto fazem as suas deslocações em trabalho aproveitam e estão a carregar o VE.

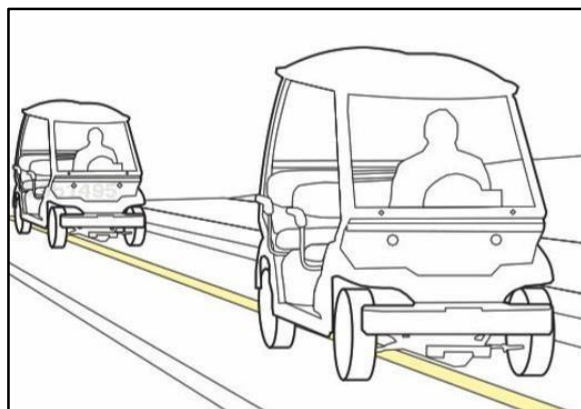


Figura 52 - Carregamento indutivo através de linhas indutivas (18)

3.2.5-Mobilidade Elétrica em Portugal

Como já foi referido, a mobilidade elétrica é uma solução para os problemas mundiais tanto a nível económico como ambiental. No que diz respeito aos problemas ambientais, pode-se considerar a emissão de poluentes locais para a atmosfera, que estes no VE são zero, mas também poluição sonora que ocorre nas grandes cidades.

Os dados constataam que desde 2000, foram comprados em Portugal cerca de 1150 VE, tendo como ponto de referência estes valores foi criada a Associação de utilizadores de Veículos Elétricos (UVE) na data de 6 de dezembro de 2015 (19). Esta associação, sem fins lucrativos, tem como principal objetivo promover a mobilidade elétrica. Para se dar a conhecer e cumprir com o seu objetivo a UVE pretende fazer a divulgação de:

- Veículos elétricos à venda em Portugal
- Inovações apresentadas pelo mercado
- Realização de encontros entre utilizadores de VE's
- Conferências e ações de formações sobre a mobilidade elétrica.
- Promoção e divulgação de infraestruturas de carregamento público e privado
- Construção de uma solução politica de incentivos públicos (20)(21).

Em Portugal existe uma entidade que se denomina de MOBI.E sendo responsável pela rede de postos de carregamento elétrico em Portugal. A MOBI.E é apenas a entidade reguladora, esta disponibiliza os locais e os postos de abastecimento e os operadores ficam responsáveis por garantir a potência do posto e pela manutenção do mesmo. De salientar que atualmente os operadores são: a EDPMOB, GALPG, PRIOE (22).

Para haver uma consciencialização da situação da mobilidade elétrica em Portugal, começou-se por elencar os incentivos existentes, de seguida os incentivos propostos e para finalizar, os maiores problemas com que um utilizador de VE se depara.

Cumprir referir que os incentivos existentes em Portugal a nível fiscal são: a isenção de imposto sobre veículos (ISV) e de imposto único de circulação (IUC) (23). Para além disso, de um ponto de vista mais prático, por exemplo em Lisboa, foi criado um incentivo ao estacionamento grátis, embora ainda só esteja em vigor em Lisboa. Para beneficiar deste apoio económico basta efetuar a compra do selo verde da EMEL (Empresa Municipal de Mobilidade e Estacionamento de Lisboa), pela quantia de 12 euros anuais. Assim, pode estacionar gratuitamente em todas as zonas de Lisboa durante tempo ilimitado. Tendo em conta que os postos de carregamento da MOBIE ainda são um projeto piloto, a energia elétrica é gratuita e vai continuar a ser enquanto assim se mantiver. Após a experiência, o proprietário do veículo terá que efetuar o pagamento da energia consumida, esta benesse poder-se-á considerar uma forma de incentivar a utilização de VE. Importa salientar que surgiu recentemente o dístico para identificar um VE, que se coloca no vidro, e faz com que o utilizador do VE consiga usufruir dos benefícios com mais facilidade. (24) Apesar dos incentivos supracitados, os utilizadores de veículos elétricos consideram que há necessidade de acrescentar outros que irão suscitar o interesse da população por este tipo de mobilidade. São eles a razão de existir um corredor só para VE, em cidades de grande tráfego, melhorando assim a fluidez do trânsito.

Constatou-se que seria importante expandir o estacionamento gratuito para todo o país, e que aquando da aquisição de um VE o estado deveria dar um incentivo de 6 000 € caso seja trocado um veículo de combustão interna com mais de dez anos e 5 000 € caso se adquirisse apenas um VE sem qualquer tipo de retoma.

Relativamente a problemas com que os utilizadores dos VE's se deparam é o reduzido número de PCR's. Importa clarificar que num PCR o VE demora cerca de meia hora a carregar, enquanto que num posto de carregamento lento (PCL) demora cerca de sete horas. Para colmatar esta situação, aconselharam a que a colocação de um PCR fosse feita em pontos de ligação e locais de emergência, por exemplo nos hospitais em que o VE tenha que carregar com urgência. Relativamente à colocação dos PCL, estes devem ser colocados em locais onde as pessoas permaneçam durante algum tempo, por exemplo, universidades, parques de centros comerciais, centros de investigação etc.

Outro aspeto importante é a colocação de sinalização horizontal no local para carregamento de VE, pintando com uma cor atrativa a área onde é colocado o VE quando este está a efetuar um carregamento, por forma a que esta área fique efetivamente reservada. Uma vez que atualmente este espaço se encontra, com frequência, ocupado pelos utilizadores de veículos a combustão interna.

3.2.6-Postos de Carregamento de Veículo Elétrico em Portugal

O Projeto MOBI.E visou a massificação do veículo elétrico em Portugal através de um desenvolvimento de um sistema de mobilidade elétrica. Uma rede de postos de carregamento universal para VE's foi construída nos diferentes espaços da rede (via pública, estações de serviços, habitações particulares, ou parques de estacionamento). Deste modo, qualquer utilizador de VE's poderia efetuar o carregamento das suas baterias à escala nacional independentemente da autonomia dos seus veículos (25) (26).

Os pontos de carregamento públicos dividem-se em dois grupos: 1) os pontos de carregamento normal; e 2) pontos de carregamento rápido. No primeiro grupo, o período de carga pode variar entre as 6 e as 8 horas enquanto os pontos de carregamento rápido permitem carregamento em 20 a 30 minutos. (25) (26) A rede MOBI.E atual conta com 1350 pontos de carregamentos, 50 ($\approx 3.7\%$) dos quais são de carregamento rápido. Por exemplo, os concelhos de Beja e Évora têm instalados 10 (em 5 locais distintos) e 18 (em 9 locais distintos) pontos de carregamento normal, respetivamente (22) é possível visualizar as suas localizações. Apesar do elevado número de postos de carregamento, a cobertura da rede atual não abrange uma vasta área do território português. Concelhos situados nas regiões no Alto Trás-os-Montes (e.g. Chaves, Mirandela), Alto Alentejo (e.g. Elvas), Alentejo Litoral (e.g. Santiago do Cacém), Algarve (e.g. Portimão ou Lagos) ou Cova da Beira (e.g. Covilhã, Fundão), e que têm uma população superior a 22 000 habitantes carecem de postos de carregamentos. Isto pode inviabilizar uma maior utilização e aquisição do VE nas zonas supracitadas que por si só correspondem a uma população total de sensivelmente 340 000 habitantes. Saliente-se que este valor é superior à população do concelho mais populoso do Norte de Portugal (Vila Nova de Gaia – 301 282 habitantes) (27).

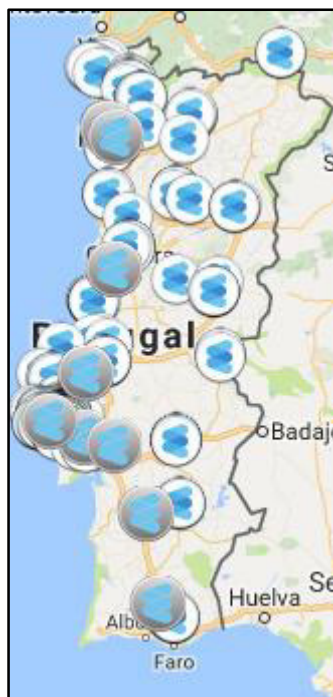


Figura 53 – Mapa da rede portuguesa de postos de carregamento de veículos elétricos (47)



Figura 55 - Postos de Carregamento elétrico em Beja (47)

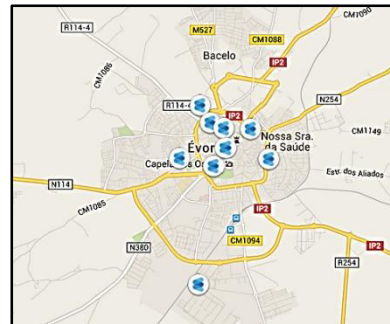


Figura 54 - Postos de Carregamento elétrico em Évora (47)

É indubitável que Portugal tem sido pioneiro na promoção e utilização de VE's por parte da sua população. No entanto, a degradação da economia desde 2008 (mais significativa no triénio 2011-2013) e a ausência de incentivos à sua aquisição em alguns períodos (entre 2012 e 2013) tem estancado a utilização de VE's em maior escala.

Depois de analisados os locais onde existiam os postos de carregamento, considerou-se pertinente apresentar uma imagem que efetuasse a relação entre os postos de carregamento já existentes e os que serão implementados no local. Assim a Figura 56 ilustra essa relação.

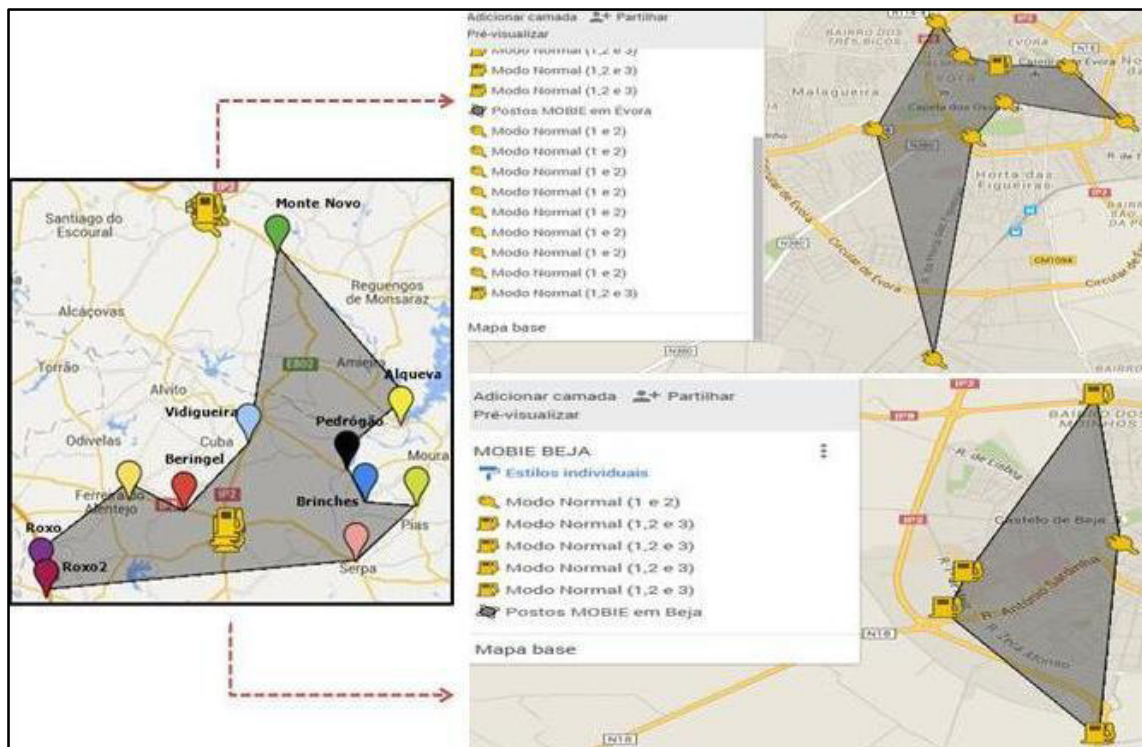


Figura 56 - Relação entre os locais a implementar os PCR's e os postos de carregamento já existentes na região

3.2.7-Carregadores de Veículo Elétrico da MagnumCap

A MagnumCap é uma empresa focada no desenvolvimento em equipamentos eletrónicos associado à gestão de energia, controlo e distribuição sendo o principal objetivo o desenvolvimento de carregamentos para VE's (28).

O posto de carregamento rápido sugerido nesta dissertação foi o MCQC (*Charger - Quick Charging, CHAdEMO*), desenvolvido especialmente para carregamentos rápidos para VE's. Este sistema é composto por um armário de potência e um quiosque compacto, inteligente e seguro, que inclui uma interface de fácil utilização. Neste estudo considerou-se VE's, demora cerca de 30 minutos a carregar até 80% da bateria. O estado da bateria pode ser visualizado no ecrã. O ciclo de carregamento pode ser interrompido pelo utilizador ou pode deixar que o próprio sistema termine a carga. Sendo um equipamento de total segurança tanto para o utilizador como para o VE. Este tipo de carregadores são recomendados para estações de serviço ou carregamentos de frotas de VE.

Este MCQC está equipado com um módulo de comunicação que se pode ligar a uma rede de gestão comum e a redes de pagamento, via serviços web, utilizando Ethernet ou interface 3G (29).

O PCR a ser implementado apresenta-se na Figura 57 e as respetivas características na Figura 58.



Figura 57 - MCQC Charger - Quick Charging, CHAdEMO (29)

O detalhe técnico associado ao carregador está representado na tabela na Figura 58.

Potência de Saída	50 kW (outras configurações de potência estão disponíveis 10 kW, 20 kW, 30 kW, 40 kW, 50 kW, 60 kW)
Tensão de Entrada	380/400 VAC \pm 10% 3L-N-PE
Potência de entrada nominal	58 KVA
Corrente máxima AC por fase	80A @ 400 VAC
Corrente máxima de saída	125A @ 400 VDC
Tensão de saída	0 – 525 VDC
Eficiência	>90%
Fator de potência	1
Tecnologia do conversor	Full Bridge High Frequency IGBT
Proteção de falha de terra	Sim
Interface do carregador	CHAdeMO (TEPCO)
Ficha de saída DC	TEPCO-JARI Level III
Peso	450 Kg
Dimensões do armário de potência (L x P x A)	900x800x1400 mm

Figura 58 - Características técnicas detalhadas do PCR (29)

3.3-Enquadramento Legal – Legislação em vigor

A introdução das energias renováveis na RESP (Rede Elétrica de Serviço Público) está a emergir e a criar um interesse por parte dos consumidores de energia. Ainda assim, há necessidade de uma legislação adequada, de forma a que esta introdução se torne mais segura e justa, de acordo com cada tipo de consumidor. O DL que atualmente vigora para regulamentar este assunto é o **DL n.º 153/2014 de 20 de outubro** e, ainda, a **portaria n.º 14/2015 de 23 de janeiro**. De salientar que, este DL n.º 153/2014 veio revogar alguns decretos neste âmbito, sendo este o mais atual. Estes dois documentos são aqueles que, atualmente, regulamentam os cenários que estão presentes nesta dissertação. O DL n.º 153/2014 de 20 de outubro esclarece as principais dúvidas sobre o regime de funcionamento dos sistemas de produção de eletricidade descentralizada a partir de recursos renováveis. A UP (Unidade de Produção) tem que possuir uma instalação que utilize a energia elétrica produzida pela mesma, com consumo efetivo e apresentar um contrato de fornecimento de eletricidade celebrado com um comercializador. Importa referenciar a existência de dois tipos de regime de produção, são eles **UPAC (Unidade de Produção para Autoconsumo)** e **UPP (Unidade de Pequena Produção)**. Num regime **UPAC**, o sistema é dimensionado de acordo com o perfil do sistema que irá consumir a energia produzida. O produtor de energia, apenas, beneficia quando a unidade de produção é **dimensionada, tendo em conta as efetivas necessidades de consumo da instalação**. Neste regime o produtor realiza o autoconsumo e o excedente é injetado na RESP, se esta reunir as condições necessárias. Quando a **PI (Potência Instalada)** é superior a 1 MW, a respetiva instalação e exploração carecem de uma licença de produção e de exploração. Caso a PI da UPAC seja superior a 200 W e inferior a 1.5 kW ou se a instalação não se encontrar ligada à RESP,

é apenas necessário efetuar uma mera comunicação prévia de exploração. Por outro, se a PI da UPAC for inferior a 200W, esta fica isenta de controlo prévio (30).

No regime **UPP** permite ao produtor vender a totalidade de energia elétrica à RESP com tarifa atribuída, tendo por base um modelo de licitação, no qual os concorrentes oferecem descontos à tarifa de referência. Este modelo funciona como um leilão, ou seja, serão leiloados vários valores de desconto que depois se mantêm válidos, durante os 15 anos subsequentes. Para que seja considerada uma UPP, a **PL (Potência de ligação)** à rede tem que ser inferior a 250 kW e a energia produzida destinada à venda à rede na sua totalidade. No entanto, a PL não pode ser superior à quota anual de 20 MW, sendo a contagem feita por telecontagem por meio de um contador bidirecional, cujo objetivo é facilitar o controlo de energia produzida e consumida. Para além disso, a potência de injeção da UPP não pode ser superior a 250 kW, nem superior a 100% da PC no contrato de fornecimento de energia à instalação de utilização (31).

No que diz respeito ao regime remuneratório, pode analisar-se o artigo 30.º no qual está descrito o funcionamento ao acesso remuneratório, este está dividido em três categorias (Categoria I, II e III). Na categoria I insere-se o produtor que pretende uma UPP, nos termos do presente decreto-lei. A categoria II destina-se ao produtor que, para além da UPP, nos termos do presente decreto lei, pretende que, no local de consumo associado àquela, se introduza uma tomada elétrica para o carregamento de VE, nos termos de DL n.º39/2010, de 26 de abril, alterado pela Lei n.º 64-B/2011, de 30 de dezembro e pelos DL n.ºs 170/2012, de 1 de agosto, e 90/2014, de 11 de junho; ou seja, proprietário ou locatário de um VE. No que diz respeito à categoria III, encontra-se o produtor que, para além da UPP, nos termos do presente decreto lei, pretende no local de consumo associado àquela, colocar coletores solares térmicos ou caldeira de biomassa. Estas categorias diferenciam no preço da energia, de acordo com a sua especificidade. A energia elétrica produzida pela UPP e entregue à RESP é remunerada pela tarifa atribuída nos leilões, nos quais cada concorrente oferece um valor de desconto. Por fim, é feito um ajuste com base na respetiva categoria. A tarifa de remuneração varia de acordo com o tipo de energia primária utilizada.

Ainda assim, existem alguns requisitos para o acesso ao registo de uma UP, são eles: possuir um pedido de registo de uma instalação de utilização de energia elétrica e, no caso desta instalação se encontrar ligada à RESP, seja titular de contrato de fornecimento de energia celebrado com um comercializador de eletricidade. A PL da UP tem que ser inferior ou igual a 100% da PI no contrato de fornecimento de energia. Quando a UP possui um regime **UPAC**, a **potência instalada não pode ser superior a duas vezes a PL**. Caso o regime **que vigora seja UPP**, a **energia consumida** na respetiva instalação tem que ser **igual ou superior a 50% da energia produzida pela respetiva unidade**. Sempre que o objetivo seja conectar a UP à RESP, é importante verificar as condições para que se possa proceder a essa conexão. O promotor deve verificar as condições técnicas de ligação e verificar a possibilidade de receber alguns excedentes efetuando, previamente, a medição de tensão no local e, salvaguardando, as condições técnicas estabelecidas.

É do conhecimento geral que o produtor possui direitos e deveres. Estes vão ser elencados, no entanto, apenas os mais pertinentes. Pois, de acordo com o tipo de regime UPAC ou UPP assim variam os direitos e deveres.

Direitos do produtor num regime de autoconsumo:

- Consumir a energia gerada pela UPAC, bem como exportar eventuais excedentes para a RESP, nos termos previstos, sendo obrigatória a contagem da energia produzida pela UPA com PI superior a 1,5 kW e que se encontre ligada à RESP.

- Sempre que seja aplicável, estabelecer um contrato de venda da eletricidade proveniente da UPAC não consumida na instalação elétrica. De referir que se a energia proveniente da UPAC, for de fonte renovável e a PI não ultrapassar 1MW, o produtor pode celebrar um contrato de venda da eletricidade produzida e não consumida. Relativamente à **UPP os direitos do produtor** são os seguintes:

- Ligar a UPP à RESP, apenas, após a emissão do certificado de exploração.

- Celebrar o contrato de venda da totalidade da eletricidade proveniente da UPP, tendo por base exclusivamente uma tecnologia de produção.

No que concerne aos **deveres do produtor**, tem-se conhecimento dos seguintes pontos:

- Suportar os custos da ligação à RESP, incluindo os custos com os contadores que contabilizam a totalidade de energia produzida pela UPAC, bem como o total da energia injetada na rede.

- Entregar à RESP a totalidade da energia ativa produzida na UPP líquida do consumo dos serviços auxiliares.

- Dimensionar a UPAC o mais aproximado possível das necessidades de energia elétrica da instalação de consumo.

- Fornecer à DGEG as informações e os dados técnicos de valores relativos à eletricidade produzida na UP.

- Assegurar que os equipamentos instalados são todos certificados nos termos da lei em vigor.

- Terminada a atividade possui a responsabilidade de desativação e remoção da UP. (30)

3.4-Ciclos Horários e Tarifas

O ciclo horário descreve a forma como o consumo de eletricidade se distribui pelas 24 horas de um dia e durante os 7 dias de uma semana. Para os consumidores ligados em BTN existem dois ciclos distintos, tais como: **ciclo diário** e **ciclo semanal**. O ciclo diário consiste em manter os **períodos horários iguais para todos os dias da semana**, não existindo qualquer distinção entre dias úteis e fins de semana. E ainda o número de horas de cada período mantém-se independentemente de ser inverno ou verão. Por outro lado, o **ciclo semanal** subdivide o período de tempo em três categorias: **dias úteis, sábados e domingos**. Neste caso, efetua-se uma distinção entre hora de verão e hora de inverno.

No que concerne aos tarifários, existe a tarifa **bi-horária** que se divide em **fora de vazio e vazio** e **tri-horária** que se divide em **ponta, cheia e vazio** e a **tarifa simples** em que o preço da energia é sempre **constante durante todo o dia**. Estes conceitos encontram-se explicitados e clarificados nos gráficos e tabelas seguintes (32).

No ciclo diário incluem-se as opções que constam no Gráfico 2 e na Tabela 6, bem como no Gráfico 3 e na Tabela 7. As opções do ciclo semanal encontram-se no Gráfico 4 e na Tabela 8, assim como no Gráfico 5 e na Tabela 9.

Opção tarifária bi-horária

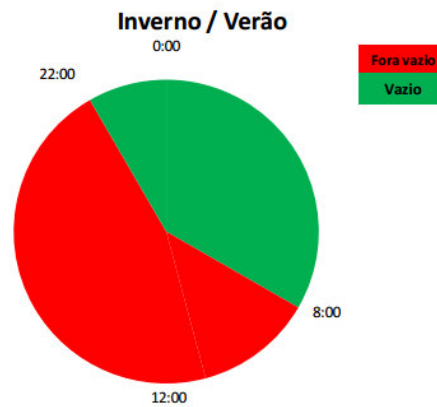


Gráfico 2 - Distinção horária da tarifa bi-horário no ciclo diário (32)

Ciclo diário bi-horário para BTN em Portugal Continental			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
Fora de Vazio:	08.00/22.00 h	Fora de Vazio:	08.00/22.00 h
Vazio:	22.00/08.00 h	Vazio:	22.00/08.00 h

Tabela 6 – Definição horária da tarifa bi-horário no ciclo diário (32)

Opção tarifária tri-horária

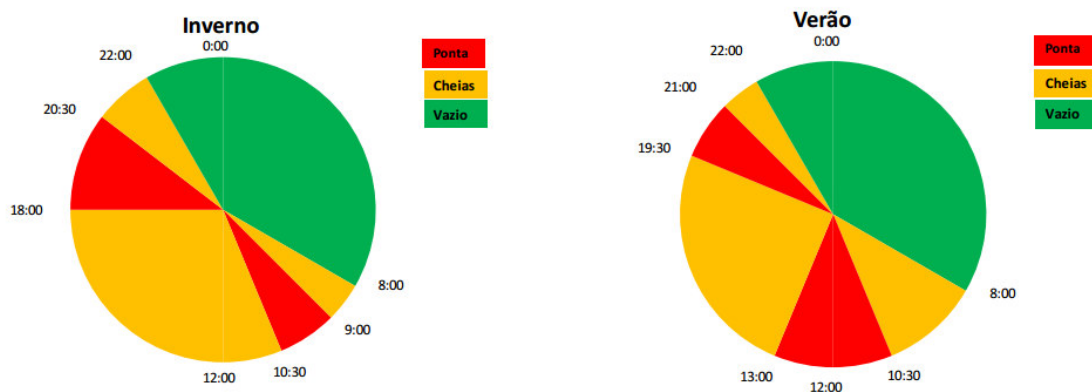


Gráfico 3 – Distinção horária da tarifa tri-horária no ciclo diário (32)

Ciclo diário tri-horário para BTN em Portugal Continental			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
Ponta:	09.00/10.30 h 18.00/20.30 h	Ponta:	10.30/13.00 h 19.30/21.00 h
Cheias:	08.00/09.00 h 10.30/18.00 h 20.30/22.00 h	Cheias:	08.00/10.30 h 13.00/19.30 h 21.00/22.00 h
Vazio:	22.00/08.00 h	Vazio:	22.00/08.00 h

Tabela 7 – Definição horária da tarifa tri-horária no ciclo diário (32)



Gráfico 4 - Distinção horária da tarifa bi-horária no ciclo semanal (32)

Ciclo semanal bi-horário em Portugal Continental			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
De segunda-feira a sexta-feira		De segunda-feira a sexta-feira	
Fora de Vazio:	07.00/24.00 h	Fora de Vazio:	07.00/24.00 h
Vazio:	00.00/07.00 h	Vazio:	00.00/07.00 h
Sábado		Sábado	
Fora de Vazio:	09.30/13.00 h 18.30/22.00 h	Fora de Vazio:	09.00/14.00 h 20.00/22.00 h
Vazio:	13.00/18.30 h 22.00/09.30 h	Vazio:	14.00/20.00 h 22.00/09.00 h
Domingo		Domingo	
Vazio:	00.00/24.00 h	Vazio:	00.00/24.00 h

Tabela 8 - Definição horária da tarifa bi-horária no ciclo semanal (32)

Opção tarifária tri-horária

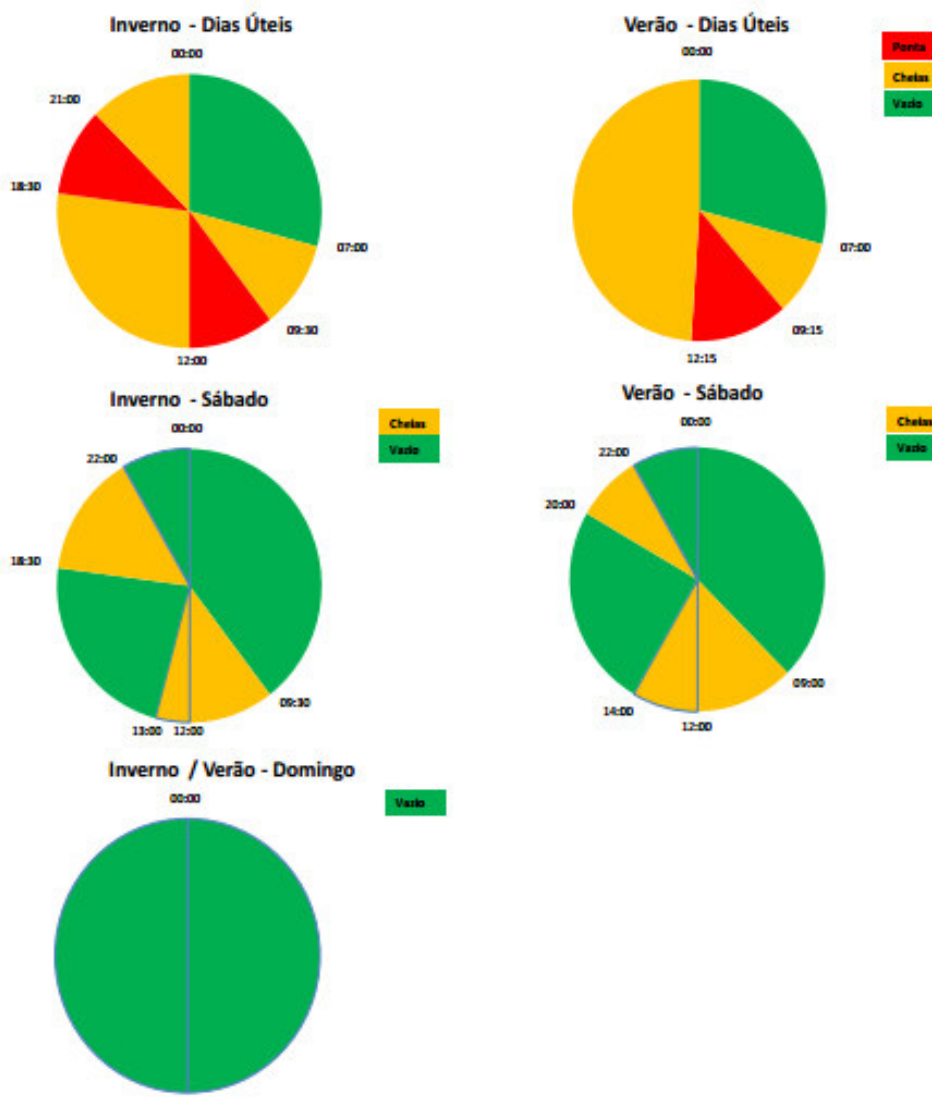


Gráfico 5 - Distinção tarifa tri-horária no ciclo semanal (32)

Ciclo semanal tri-horário em Portugal Continental			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
De segunda-feira a sexta-feira		De segunda-feira a sexta-feira	
Ponta:	09.30/12.00 h 18.30/21.00 h	Ponta:	09.15/12.15 h
Chelas:	07.00/09.30 h 12.00/18.30 h 21.00/24.00 h	Chelas:	07.00/09.15 h 12.15/24.00 h
Vazio:	00.00/07.00 h	Vazio:	00.00/07.00 h
Sábado		Sábado	
Chelas:	09.30/13.00 h 18.30/22.00 h	Chelas:	09.00/14.00 h 20.00/22.00 h
Vazio:	13.00/18.30 h 22.00/09.30 h	Vazio:	14.00/20.00 h 22.00/09.00 h
Domingo		Domingo	

Tabela 9 - Definição horária da tarifa tri-horária no ciclo semanal (32)

3.5-Softwares utilizados

HOMER

O *software HOMER Legacy* é um modelo de otimização de micro centrais de energia. Este *software* permite a simulação ligada à rede e não ligada à rede de várias formas de produção de eletricidade, tais como: painéis fotovoltaicos, turbinas eólicas, biomassa e micro-turbinas. Acresce mencionar os diversos tipos de armazenamento da energia produzida são eles: células de combustíveis, baterias, hidrogénio e volantes de inércia. Para além disso, possibilita a introdução de geradores auxiliares com opção de vários combustíveis. Relativamente à carga do sistema, este permite a colocação de várias cargas, aceitando a utilização de vários modelos: cargas elétricas e cargas térmicas.

O *software HOMER Legacy* auxilia a tarefa de avaliação de projetos de sistemas de energia conectados e não conectados à rede elétrica para uma vasta gama de aplicações. Na projeção de um sistema há inúmeras considerações a efetuar e decisões a tomar. Tendo em conta a quantidade de opções de tecnologia, a respetiva diversidade de custos e a disponibilidade de recursos energéticos, torna-se complexo fazer as opções certas. Desta forma com os algoritmos de análise de otimização e de sensibilidade que o *software HOMER* disponibiliza, torna mais fácil a avaliação de todas as possíveis configurações do sistema.

No que concerne à forma de utilizar o *HOMER* são colocados os dados de entrada no modelo, nos quais estão descritos a tecnologia adotada, os custos dos componentes e a disponibilidade de recursos. Com base nos parâmetros de entrada o programa simula diferentes configurações de sistema ou combinações de componentes e gera resultados. Os quais geram resultados são apresentados normalmente em tabelas e gráficos, facilitando a comparação entre eles.

A nível de funcionamento, este software simula a operação de um sistema e efetua cálculos do balanço de energia por hora. Para cada hora é comparada a demanda elétrica e térmica com a energia que o sistema pode fornecer naquela hora, seguidamente calcula os fluxos de energia que entram e saem em cada componente do sistema. O *HOMER* determina se uma configuração é viável, isto é, se consegue atender à demanda elétrica nas condições especificadas estimando o custo de instalação e operação do sistema durante a vida útil do projeto.

Este software possui uma grande vantagem, depois de todas as simulações efetuadas mostra uma lista de configurações ordenadas pelo VAL (Valor atualizado líquido) ou em inglês *NPC* permitindo comparar todas as opções para o projeto, facilitando a opção final. Possui ainda uma particularidade que reside no facto de poder definir-se variáveis como variáveis de sensibilidade. Isto faz com que se possa simular o sistema para a gama que se defina para aquela variável (33)(34) O *software HOMER* permite dividir o problema que se pretende resolver em três secções tais como: **fonte de energia, armazenamento e carga do sistema**. Dentro das fontes de energia disponíveis podem destacar-se os painéis fotovoltaicos, turbina eólica, mini-hídrica, biomassa, geração proveniente de combustível diesel e gasolina, rede elétrica, microturbinas e células de combustível. No que concerne ao tipo de armazenamento que o *software* permite simular: baterias, volantes de inércia e hidrogénio. Relativamente à carga do sistema, isto é, a quem irá usufruir da energia produzida podem ser carga elétrica e carga térmica. O exposto está detalhado na Figura 59.

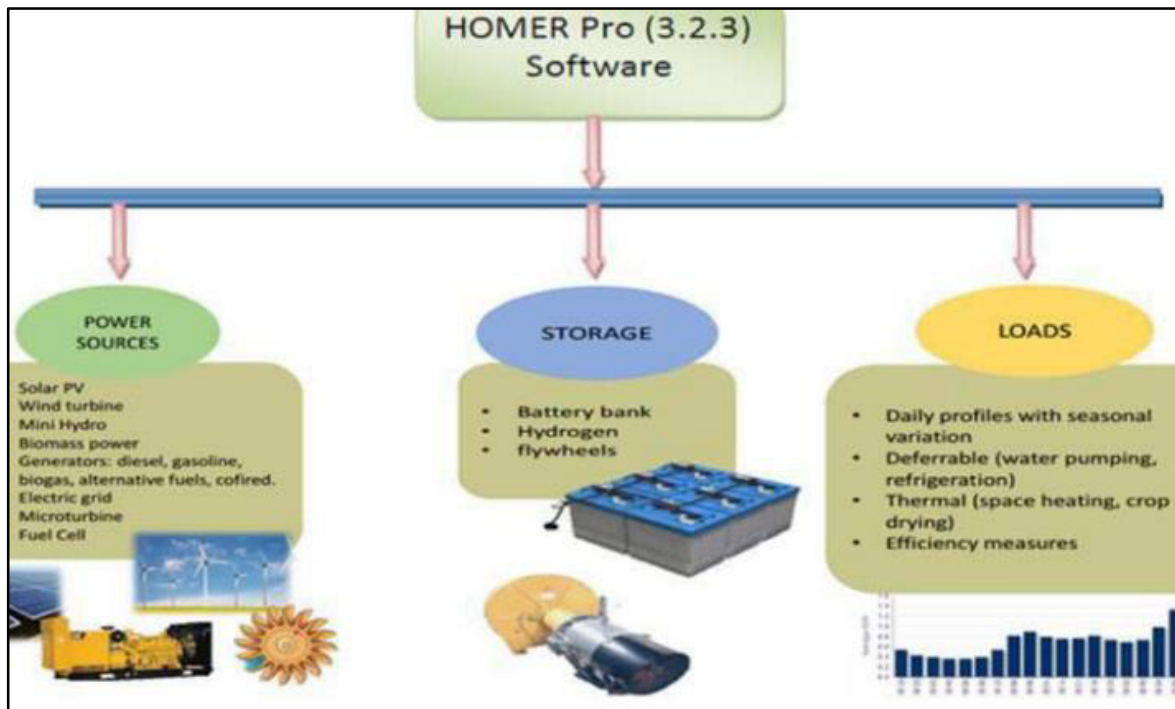


Figura 59 - Esquema ilustrativo dos vários blocos do *software HOMER* (34)

COPERT 4

Este segundo *software* é um programa da Microsoft Windows que se apresenta é mais dedicado aos veículos, consumo de combustível e à sustentabilidade. O *Copert4* (*Computer Programme to calculate Emissions from Road Transport*) é um *software* que se assemelha a uma calculadora de emissões produzidos por veículos. Este *software* é uma ferramenta utilizada para calcular as emissões de poluentes atmosféricos e os gases de efeito estufa produzidos pelos transportes em todo o mundo. O desenvolvimento do presente *software* é coordenado pela Agência Europeia do Ambiente.

O *Copert4* calcula as emissões de transporte rodoviário permitindo um conjunto de dados normalizados que estão de acordo com os requerimentos e convenções de protocolos internacionais e legislação da UE. (35)

Esta ferramenta permite selecionar o país, o setor a que o automóvel pertence, o tipo de combustível e a cilindrada, entre outros, e retorna a quantidade de emissões dos principais poluentes, tais como CO₂, NO_x, NO₂, partículas e o consumo de combustível, o que permite efetuar os cálculos e analisar a frota dos veículos da empresa. O *software* apresenta a possibilidade de selecionar os poluentes que se pretendem analisar.

O *COPERT4* é uma versão atualizada do COPERT III, pois contempla revisões a nível de elementos metodológicos e uma interface com o utilizador reformulada incluindo vários países e anos num único arquivo.

Sunny Design Web

Este é o último *software* a que se faz referência na presente dissertação, pois utilizar-se-á para efetuar o projeto que permite simular uma possível implementação. O *Sunny Design Web* é um *software* da marca SMA, foi desenvolvido pela *SMA Solar Technology AG* sendo este de utilização gratuita, contudo com algumas limitações. O *software* permite a introdução de dados meteorológicos de três região, país e local, embora neste apenas permita selecionar: Faro, Porto e Lisboa. Permite realizar vários projetos a alta, média e baixa tensão, escolher um perfil de carga personalizado. Pode-se dividir o programa em cinco grupos, são eles: configuração do local da instalação, detalhes do projeto, configurações de temperatura, ligação do inversor à rede e ainda contabiliza as perdas na linha.

Permite efetuar o planeamento e dimensionamento de sistemas fotovoltaicos e sistemas híbridos fotovoltaicos, recorrendo aos equipamentos da SMA. Este programa propõe uma combinação de geradores fotovoltaicos e inversores que corresponde o mais possível aos parâmetros desejados a nível de classe de potência, rendimento energético e rentabilidade. Para além disso, permite projetar diversos sistemas fotovoltaicos, tais como sistema fotovoltaico simples, projeto fotovoltaico com autoconsumo e projeto fotovoltaico híbrido. Este consiste em juntar painéis fotovoltaicos com gerador de *backup*. Por fim, emite um documento com toda a informação do respetivo projeto.

Capítulo 4 – Solução Proposta

4.1- Esquema da Solução Proposta

A solução proposta para este desafio consiste na colocação de um conjunto de PFF que estarão a flutuar nas várias albufeiras da região do Alqueva. Para evitar o desperdício de energia e rentabilizar aquele espaço, é necessário um controlador de carga, que efetuará a ponte de ligação entre os PFF e o armazenamento que, neste caso, serão baterias. Tendo em conta que a carga do sistema é um posto de carregamento para VE's, cujo seu funcionamento se processa a corrente alternada, existe a necessidade de colocação de um inversor. O posto de carregamento e o respetivo VE são a carga do sistema. Todos estes componentes elétricos, assim como as respetivas marcas que serão utilizadas no presente documento, foram descritas em detalhe no capítulo do estado de arte. A Figura 60 representa a configuração básica do sistema proposto desde a produção fotovoltaica até aos postos de carregamento.

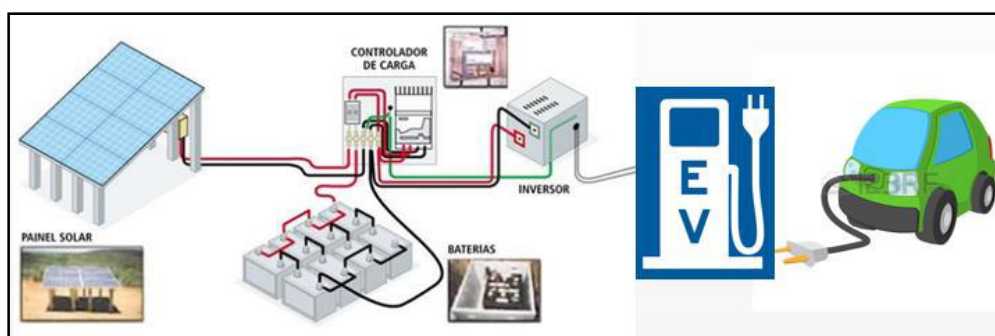


Figura 60 - Esquema da solução proposta

4.2 - Inputs do HOMER

Dados meteorológicos

Para que o *HOMER* consiga efetuar a simulação, é necessário introduzir os valores do recurso solar e das condições de temperatura do local. Para aceder aos valores relativos a Beja, optou-se por recorrer ao site da *NASA* (37), considerando estes valores mais fidedignos. Na Figura 61, observa-se que foram introduzidos os dados de latitude e longitude do local em estudo, bem como os valores de radiação solar incidente do local retirados do site da *NASA* em kWh/m²/dia, *Daily Radiation*. Com base neste valor o programa calcula o índice de claridade do local, *Clearness Index*. Os valores e o respetivo gráfico apresentam-se na Figura 61.

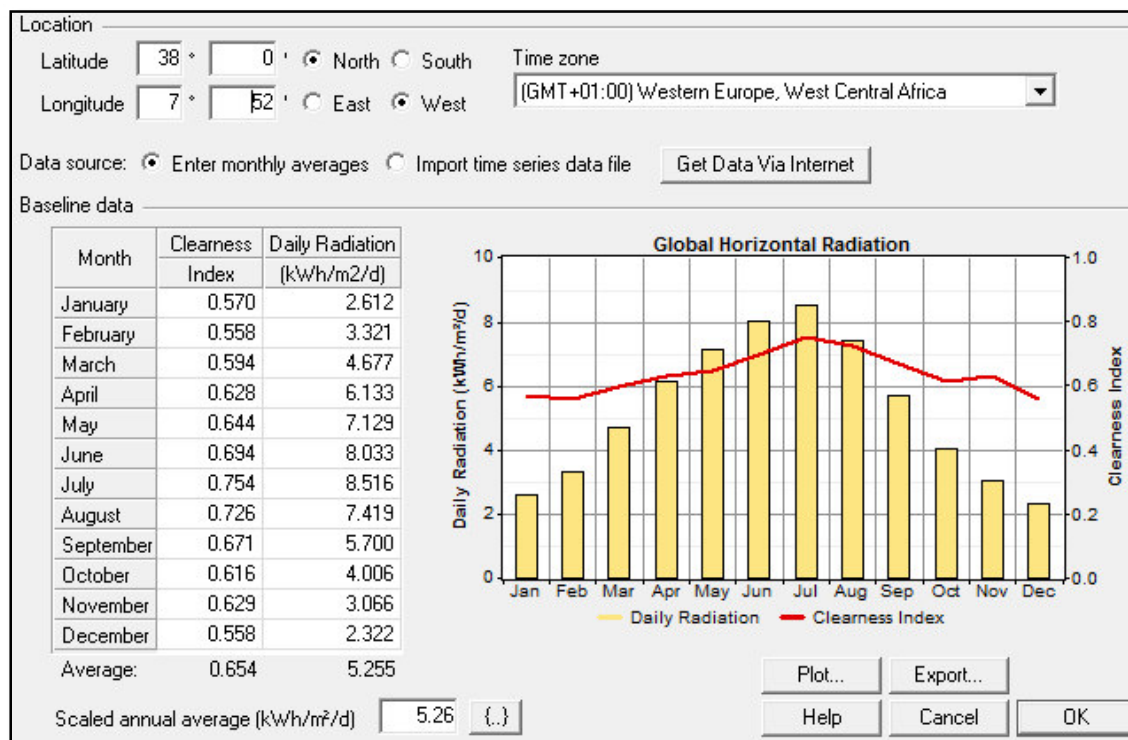


Figura 61 - Dados de entrada com os valores de localização e radiação

Na Figura 62 constam os valores de temperatura recolhido do site da NASA, assim como o respetivo gráfico.

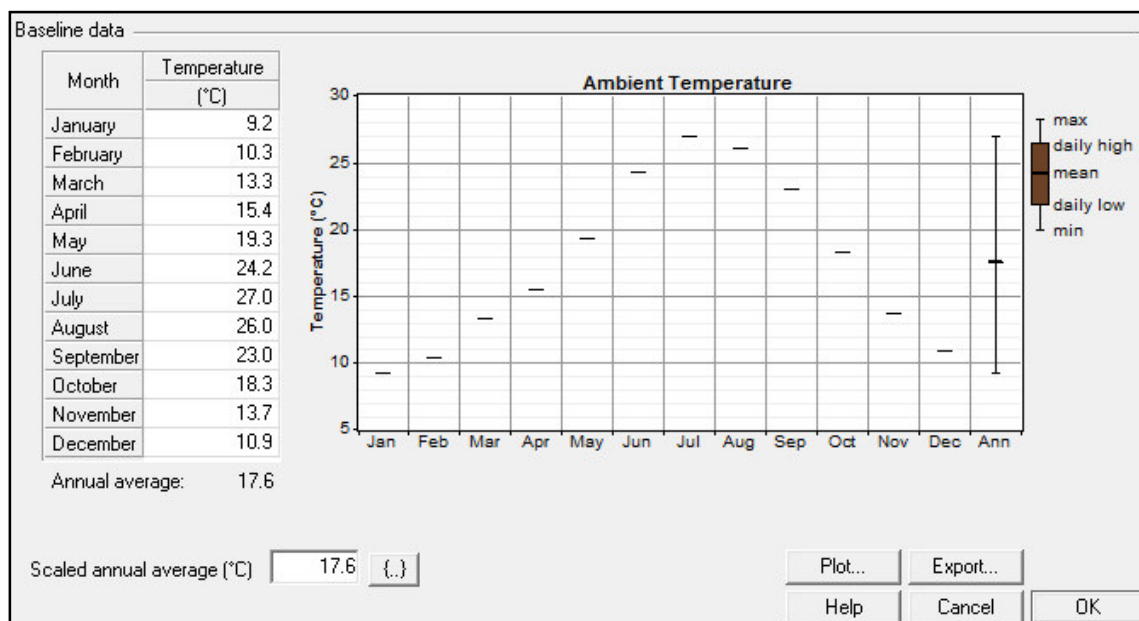


Figura 62 - Dados de entrada relativos à temperatura do local

Componentes utilizados no sistema

Para além dos dados meteorológicos, são introduzidos dados relativamente a tudo o que constitui o sistema, isto é, dados relativos aos PF, baterias, conversor, rede e carga. Os aspetos que se irão salientar são aqueles que irão integrar este sistema especificamente, já que o *HOMER* possui uma vasta gama de opções, no que respeita a sistemas energéticos.

Os primeiros dados a introduzir são aqueles que se referem aos PF, nos quais se estimou o preço dos mesmos, este montante aparece devidamente explicitado na Tabela 10. Os restantes dados introduzidos relativamente aos PF, foram também estimados e estão discriminados na Tabela 10.

Tabela 10 - Preço dos PFF a utilizar dependendo da potência instalada

Potência (MWp)	Preço (\$/kW)	Preço (€/kW)
≤ 5	1429	1289
≥ 5	1209	1091

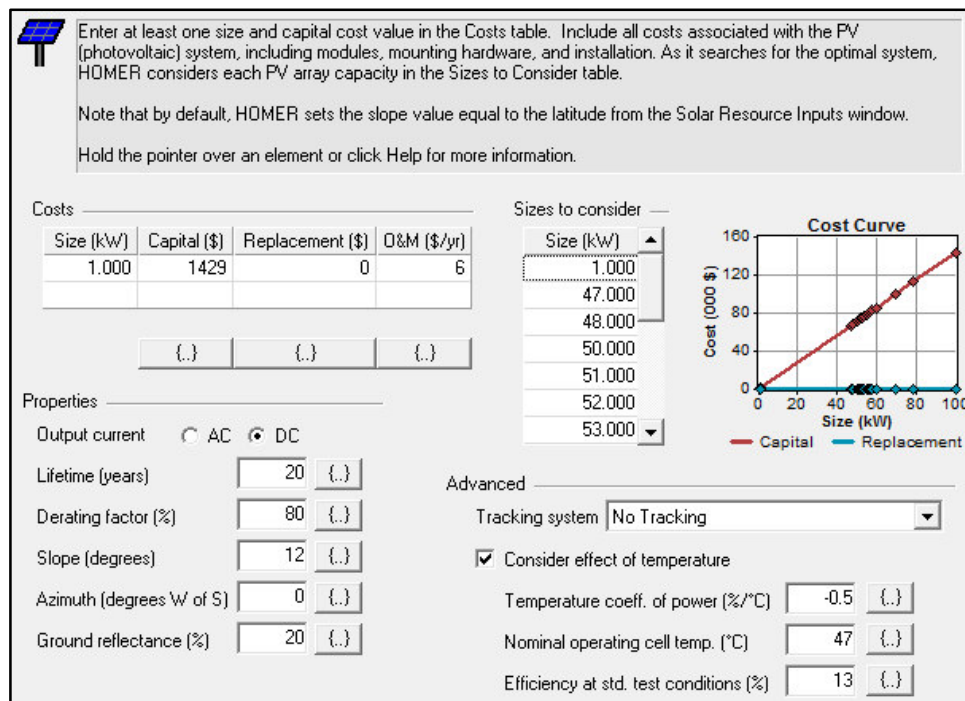


Figura 63 – Dados técnicos relativos aos painéis fotovoltaicos

Atente-se no componente apresentado seguidamente, que é o responsável pelo armazenamento da energia produzida, neste caso, são as baterias da marca *Hoppecke*, por opção, com as características observáveis na Figura 64. Mais se informa que o preço da bateria poder-se-á confirmar na fonte (38).

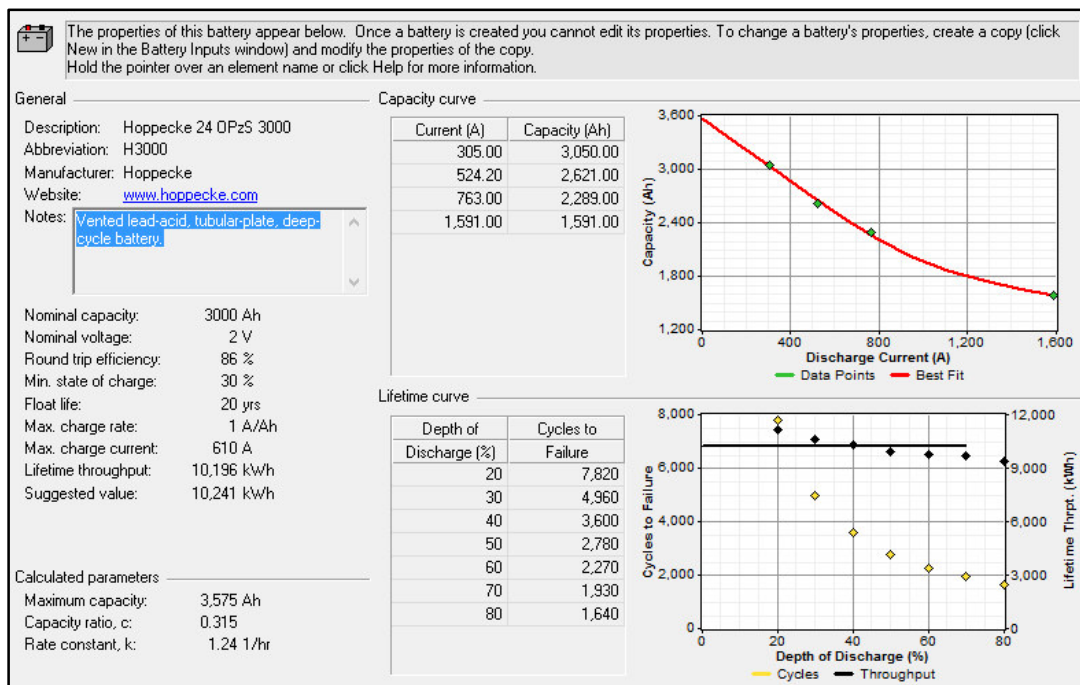


Figura 64 - Dados específicos da bateria utilizada facultados pelo software

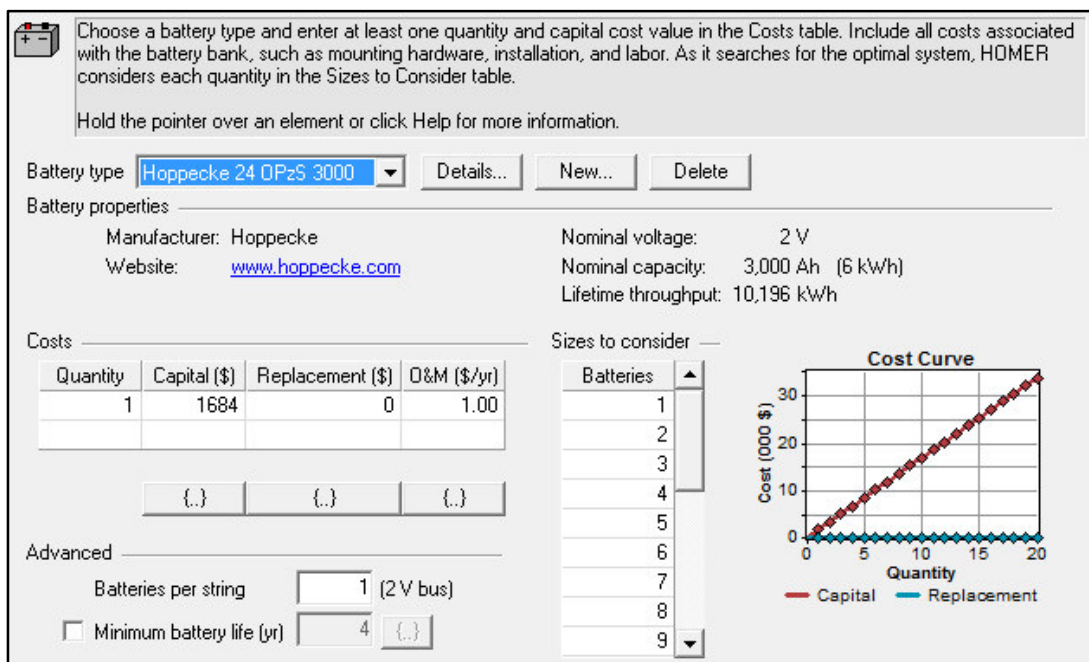


Figura 65 – Dados quantitativos relativos ao preço e ao número de baterias

Relativamente ao inversor, selecionou-se os da marca *SMA*, contudo este varia consoante o sistema for *on-grid* ou *off-grid*. Os custos utilizados também foram calculados com base nos valores disponibilizados pela marca *SMA*.

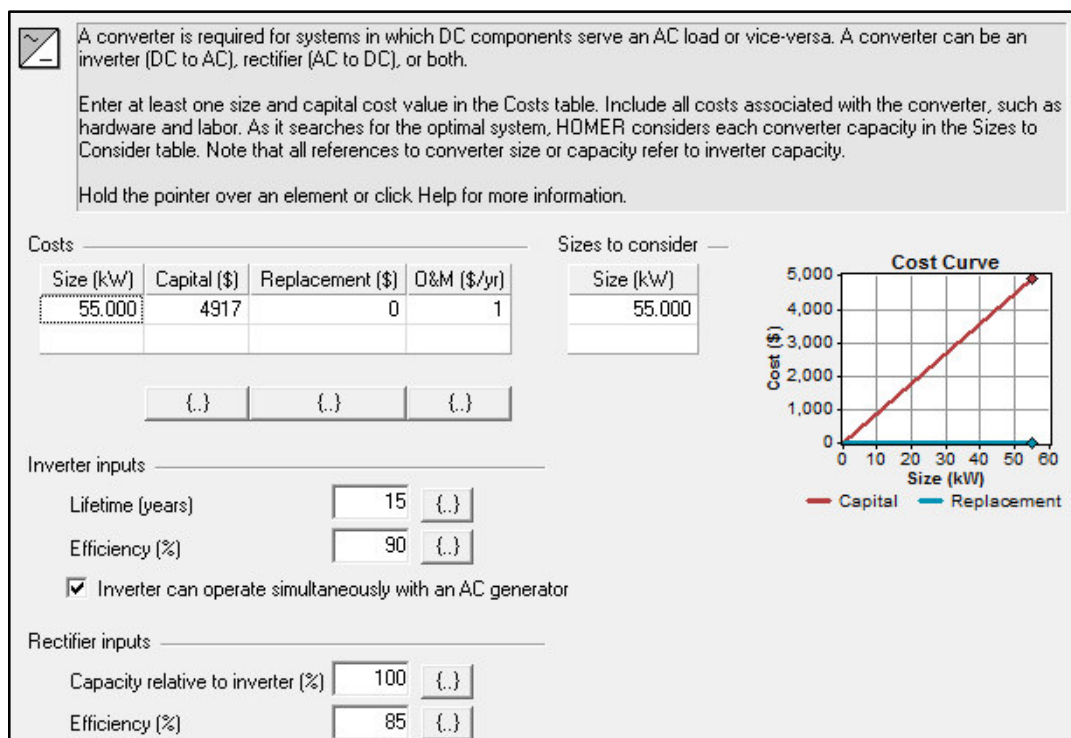


Figura 66 - Dados técnicos relativos aos painéis fotovoltaicos

Todos os valores que foram introduzidos anteriormente Figura 63, 64, 65 e 66 dizem respeito a quantidades, valores dos mesmos e custos com a respetiva manutenção, tudo respeitante a dados técnicos dos equipamentos. O que se apresenta na Figura 67 diz respeito à conexão com a RESP, este permite a introdução dos preços de compra e venda da energia e as respetivas horas a que correspondem esses valores; ou seja, as diversas tarifas, bem como os diversos ciclos horários. Na Figura 67, apresenta-se um quadro com as tarifas e com o respetivo preço em \$/kWh, assim como um gráfico colorido com o valor horário em função dos meses do ano, permitindo assim optar pelo ciclo horário semanal ou diário. Os valores do preço da tarifa utilizados para os vários períodos (Cheia, Vazio e Ponta) são colocados na tabela, a opção pelo tipo de ciclo é introduzida no gráfico colorido.

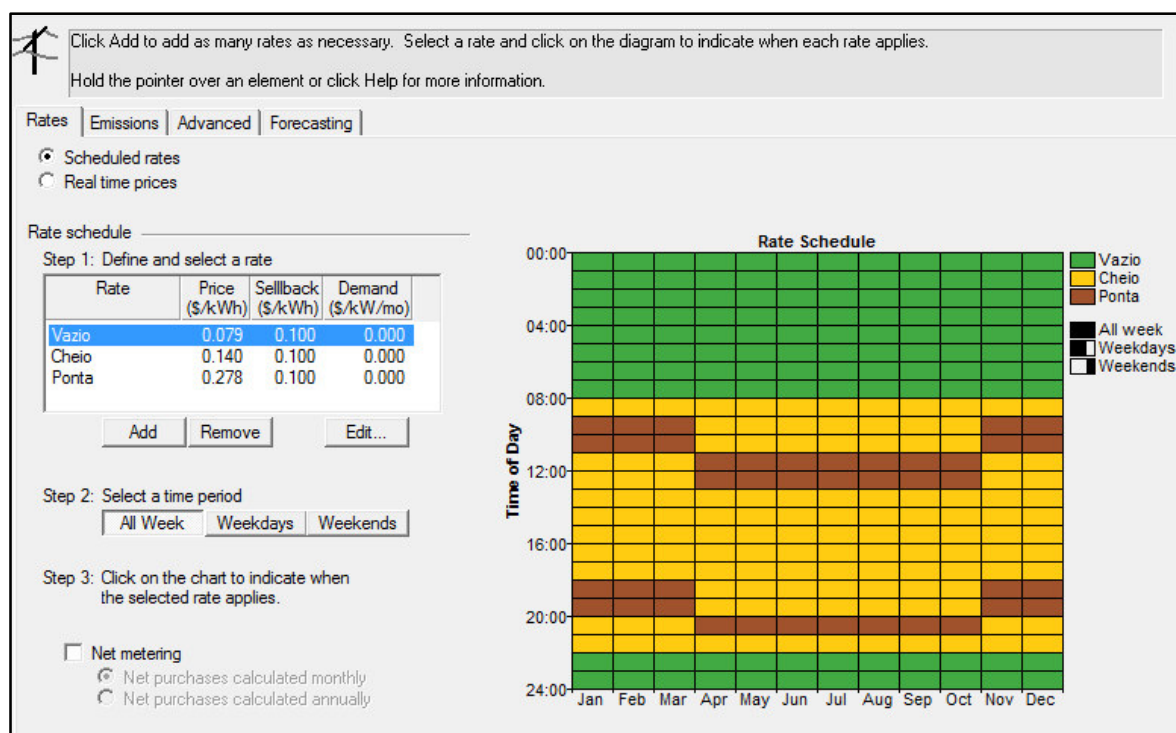


Figura 67 - Descrição da ligação à RESP e das tarifas e ciclos utilizados

Finalmente apresenta-se outro *input* que se coloca no *software HOMER*, a carga. O perfil de carga que, em todos os cenários será o abastecimento de dois VE's. Este apresenta-se na Figura 68. Em alguns cenários poderá variar a hora de carregamento, o que se reflete numa mudança de posição das barras verticais.

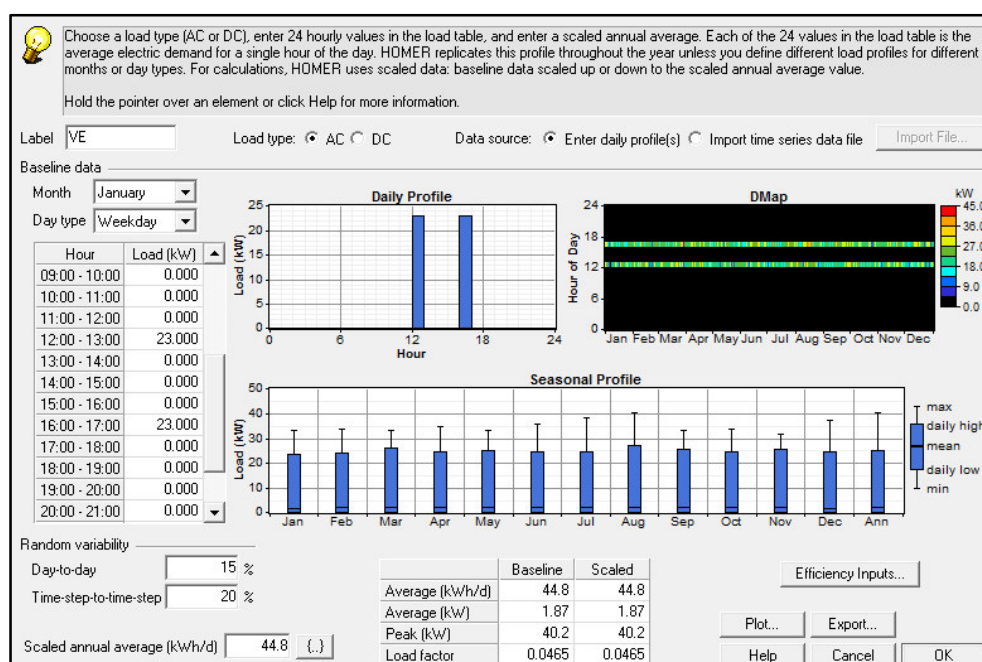


Figura 68 – Definição do perfil de carga através dos valores introduzidos

O valor considerado, 23 kW, para colocar como *input* de perfil de carga será explicado no ponto seguinte, *Valores pressupostos*. Importa referir que foram considerados dois parâmetros de entrada associados à variabilidade aleatória, são eles: **Day-to-day**, variação aleatória associada de dia para dia, tendo em conta que o perfil de carga é uma rotina. Ainda assim, pode existir uma variação, por exemplo, se o funcionário responsável pelo VE não trabalhar naquele dia ou se a empresa não necessitar dos serviços daquele VE. Nestas circunstâncias este não será carregado daí considerar-se o valor de 15%. **Time-step-to-time-step**, uma variação horária, isto é, durante uma hora pode-se disponibilizar no máximo uma potência de 23 kW, contudo pode ser necessário menos se o VE não estiver descarregado na totalidade. Como tal considerou-se uma variação de 20%, pois algumas vezes o VE não estava totalmente descarregado, logo não será necessária a totalidade da energia disponível. Estas variações introduzidas justificam os valores de energia 45 kWh/dia e 40 kW de potência de pico presentes na Figura 69, 70 e 71. Uma informação meramente explicativa, se o valor de **Day-to-day** e o valor de **Time-step-to-time-step** fosse zero, os valores de energia seriam 46 kWh/dia e 23 kW de pico.

4.3 – Valores pressupostos

Para que fosse possível a simulação dos vários cenários, foi necessário efetuar os cálculos para a obtenção de alguns valores fundamentais e, posteriormente, introduzi-los no *software* utilizado. Assim, o cálculo de alguns valores, como por exemplo, o valor da potência contratada, possibilitou a obtenção do preço das variadas tarifas, como se poderá analisar seguidamente.

- Potência contratada

A potência contratada é a potência de eletricidade disponível, isto é, a potência que permite responder às necessidades da carga. Neste caso, corresponde à potência que possibilita abastecer os dois VE's através do PCR da MagnumCap. Para atingir este objetivo, começou-se por analisar detalhadamente as características do PCR da MagnumCap, descritas no estado de arte, no qual consta que para garantir uma potência de saída de 50 kW é necessária uma potência nominal de entrada de 58 kVA. Com base nestes dois valores, é possível chegar ao rendimento do PCR, sendo o seu valor aproximadamente de 86%. Após o cálculo do rendimento, pode-se relacionar as potências pela seguinte expressão:

$$\text{Rendimento do PCR} = \frac{\text{Potência Necessária}}{\text{Potência Contratada}} \quad (4.1)$$

Da análise dos documentos fornecidos pela empresa *Renault*, obtém-se a informação de que são necessário 22 kW para abastecer um VE. Logo, na fórmula supracitada a Potência Necessária é 22 kW, sendo a potência contratada dada pela seguinte expressão:

$$\text{Potência Contratada} = \frac{22}{0,86} = \mathbf{22,58 \text{ kVA}} \quad (39) \quad (29) \quad (4.2)$$

Calculado o valor da potência contratada, há a possibilidade de saber qual o preço a que se comercializa a energia. Atendendo à dimensão da EDIA, esta detém contratos especiais com a EDP. Depois de uma vasta pesquisa, encontrou-se o contrato celebrado recentemente por estas duas entidades. Seguidamente, fez-se uma aproximação do valor da potência contratada e, com base no Anexo A, obteve-se o preço associado à mesma colocar. O *link* onde constam o contrato: <http://www.base.gov.pt/base2/rest/documentos/145331>

- Preço de compra da energia para a respetiva Potência Contratada

Feita uma análise pormenorizada do respetivo contrato da EDIA com o seu comercializador de energia a EDP, que se encontra discriminado no Anexo A, optou-se por utilizar os preços associados à PC de 20,7 kVA, tendo em conta que a nível numérico é o valor mais próximo de 22,58 kVA. Para além disso, está explícito no contrato os valores para as diferentes tarifas. Veja-se a Tabela 11.

Tabela 11 – Preços para o respetivo ciclo e respetiva tarifa da potência contratada

Potência Contratada (kVA)	Ciclo	Tarifa	Preço (€/kWh)	
20,7	Diário	Bi-horário	Vazio	0,0964
			Fora de Vazio	0,1847
		Tri-horário	Ponta	0,3057
			Cheia	0,1704
			Vazio	0,0986
20,7	Semanal	Bi-horário	Vazio	0,0964
			Fora de Vazio	0,1847
		Tri-horário	Ponta	0,3057
			Cheia	0,1704
			Vazio	0,0986
20,7	Sem Ciclo	Simples	Simples	0,1550

- Preço de venda da energia à RESP

O preço de venda da energia, como foi explicado no enquadramento legal do capítulo do estado de arte, funciona tendo por base um sistema de licitação. Os resultados obtidos na licitação foram publicados recentemente num documento do Ministério da Economia à responsabilidade da DGEG. Assim, depois de enquadrar o cenário correspondente na categoria II, o preço a que a energia é vendida à RESP é de **0,1049 €**. O respetivo valor é apresentado no Anexo B.

Importa referir que todos os valores económicos do *software HOMER* são em \$, como tal sabe-se que **1 € corresponde a 1,09 \$**, de salientar que, a análise de resultados será efetuada em \$ por uma questão de simplificação.

4.4 - Descrição dos vários cenários a elaborar

Para alcançar os objetivos da presente dissertação, optou-se por elaborar **dois grandes cenários**, os quais se aproximam o mais possível ao interesse e à rotina da EDIA. Começou-se pelo **Cenário A**, este consiste em colocar a quantidade de PFF fundamental para abastecer os dois VE's diários da empresa sem conexão com a rede elétrica. Para detalhar o cenário A, considerou-se pertinente variar as horas de carregamento e a cada uma destas variações fazer corresponder um cenário diferente: **Cenário 1**, horário de carregamento dos VE's mais semelhante à rotina da EDIA um carregamento às 12:00 e outro às 16:00. **Cenário 2**, o pior cenário que pode acontecer ocorre quando o carregamento é efetuado sem a presença de radiação solar, logo considerou-se pertinente colocar um carregamento às 4:00 h e outro às 6:00h. **Cenário 3** consiste em colocar os dois VE's a carregar, quando a incidência solar é bastante elevada, logo considerou-se colocar um VE às 11:00h e outro às 12:00.

Seguidamente, elaborou-se o **Cenário B**, este a nível de sistema técnico considera-se bastante semelhante ao Cenário A, com a exceção da existência de uma conexão à RESP. O facto de existir esta conexão permite detalhar em dois cenários: **Cenário 1** no qual se tem em conta a legislação em vigor e serão variados os tarifários existentes: SCTS, CDTB, CDTT, CSTB e CSTT. Relativamente ao **Cenário 2**, não há considerações à legislação, apenas, há variações de detalhes técnicos do sistema a elaborar são eles: **Cenário 2.1**, não se compra qualquer energia à rede apenas se vende o excedente e utilizam-se baterias para efetuar o armazenamento. No **Cenário 2.1.1**, igual ao **Cenário 2.1**, mas sem recorrer a baterias. **Cenário 2.2**, 50% do sistema é abastecido através de PF e 50 % através da energia que se retira da rede com recurso a baterias. Alternativamente a este, o **Cenário 2.2.1** é igual ao **Cenário 2.2**, mas sem o recurso ao armazenamento de energia. O principal objetivo do **Cenário B** é apresentar uma alternativa mais eficiente para o sistema em estudo.

4.5 - Simulação dos vários cenários

4.5.1 - Cenário A

No cenário A, pretende-se elaborar a simulação do cenário presente na Figura 69. Nesta está contido o esquema cuja problemática é saber a quantidade de painéis, bem como a quantidade de baterias para abastecer dois VE's diariamente. Desta forma, varia-se a hora de carregamento dos VE's, para saber qual será a situação ótima, surgindo três outros cenários dentro do cenário A.

Este sistema é constituído, como se pode observar na Figura 69, pelos seguintes componentes: bloco PFF ligado ao barramento DC e a este barramento estão conectadas as baterias com uma seta

bidirecional, indicando o fluxo da energia. Isto deve-se ao facto de as baterias poderem estar a receber do barramento quando se encontram a carregar. Ou, por outro lado, a fornecer ao barramento, quando se encontram a abastecer a carga, caso não exista sol. De seguida, visualiza-se o conversor, que possui este nome, porque tem dois papéis: de converter AC para DC e de DC para AC. Neste caso apenas funciona como conversor de DC para AC, de tal forma que se designa de inversor. Por fim, apresenta-se a carga que é uma carga AC, sendo a única carga do sistema. Esta carga representa a energia que será necessária para abastecer os dois VE's diariamente. Observe-se a Figura 69.

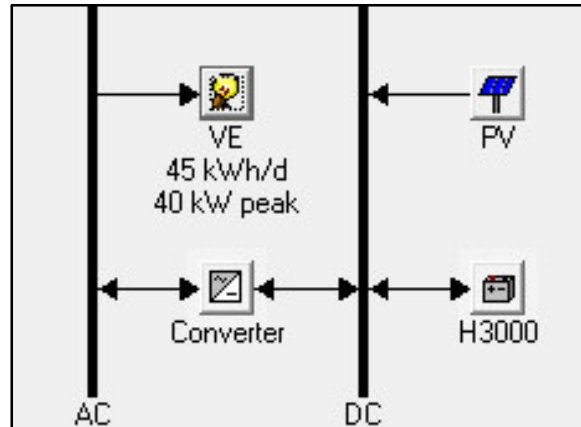


Figura 69 - Esquema para a simulação do Cenário A

Neste cenário A achou-se por bem criar três cenários internos, nos quais varia a hora a que estes são colocados a carregar. Tentou-se simular o cenário mais realista, a pior situação e a melhor situação que corresponde, respetivamente aos cenários 1,2 e 3. Importa referir que, para cada um dos cenários vai ser analisadas três soluções, são elas: **a solução mais económica, a solução mais eficiente a nível energético e a solução ótima.**

Para efetuar a análise da **solução económica**, ter-se-á em atenção os seguintes pontos:

a) *Total Net Present Cost (NPC)*

$$C_{NPC} = \frac{C_{ann,tot}}{CRF(i, R_{proj})} \quad (4.3)$$

$C_{ann,tot}$ = total annualized cost [\$/yr]
 $CRF()$ = capital recovery factor
 i = interest rate [%]
 R_{proj} = project lifetime [yr]

Net Present Cost consiste na divisão entre o custo anual do projeto e o custo do projeto durante o seu tempo de vida. No denominador estão incluídos o valor da taxa de juro do projeto, 6% no presente caso, bem como a longevidade do mesmo, que neste caso são vinte cinco anos.

Quando o **NPC > 0** o projeto é economicamente viável, porque permite ao investidor recuperar o investimento e gerar excedentes financeiros. Se **NPC = 0**, é o caso limite, em que o investidor ainda consegue receber a remuneração exigida. Caso o **NPC < 0**, o projeto é economicamente inviável, porque o investidor nunca irá recuperar o investimento (40).

Todas as expressões e definições seguintes são retiradas no *software* utilizado.

- b) *Levelized Cost Of Energy*, significa a relação entre o custo total do projeto e a quantidade de energia utilizada anualmente. Através desta variável é possível determinar o custo da energia no presente sistema. Pode comprovar-se com a seguinte expressão:

$$COE = \frac{C_{ann,tot} - c_{boiler} E_{thermal}}{E_{prim,AC} + E_{prim,DC} + E_{def} + E_{grid,sales}} \quad (4.4)$$

$C_{ann,tot}$ = total annualized cost of the system [\$/yr]
 c_{boiler} = boiler marginal cost [\$/kWh]
 $E_{thermal}$ = total thermal load served [kWh/yr]
 $E_{prim,AC}$ = AC primary load served [kWh/yr]
 $E_{prim,DC}$ = DC primary load served [kWh/yr]
 E_{def} = deferrable load served [kWh/yr]
 $E_{grid,sales}$ = total grid sales [kWh/yr]

Simplificando e aplicando ao cenário A, remete para a seguinte fórmula:

$$LCOE = \frac{C_{ann,total} \text{ (Total dos custos anuais)}}{E_{prim,AC} \text{ (Energia utilizada pela carga AC)}} \quad (4.5)$$

- c) *Operatig Cost* designa os custos da operação total, este consiste na soma dos custos com O&M (operação e manutenção) durante um ano e o custo com a substituição dos equipamentos e ainda o lucro que se terá se no final do projetos todos os equipamentos forem vendidos. Importa salientar que, no caso do sistema estar conectado à rede, os custos de operação total incluem a diferença do custo da energia comprada, menos a energia vendida à RESP.

De realçar que, a solução mais económica é obtida com uma avaliação feita exclusivamente nos custos.

Para a **solução mais eficiente a nível energético**, vão analisar-se os seguintes pontos:

- Análise da quantidade do excesso de eletricidade, *Excess electricity*
- Quantidade de energia que a carga necessita e que o sistema não é capaz de conseguir fornecer, *Unmet eletric load*
- Quantidade de energia que é produzida e não é armazenada, *Capacity shortage*

Para optar pela solução mais eficiente energeticamente, vai tentar-se, preferencialmente, que os valores correspondentes a b) e c) sejam zero e que o valor de a) seja o mínimo possível.

Para obter a **solução ótima** considerou-se os seguintes limites:

- Garantir que os dois VE's sejam abastecidos no mínimo em 50% da carga total que o VE necessita. Este facto garante que o VE não corre o risco de se dirigir ao PCR e a energia se encontre esgotada.
- Análise da frequência com que ocorre o evento referenciado na alínea a) durante um ano.
- Análise técnico-económica.

4.5.2 - Cenário B

O cenário B acrescenta ao cenário A o facto de conectar o sistema à RESP, possibilitando injetar o excedente de energia na RESP diminuindo o desperdício. Os esquemáticos deste sistema podem analisar-se na Figura 70 e Figura 71. No cenário B tal como acontece no cenário A, dividir-se-á em alguns cenários internos, os quais permitem a máxima exploração deste género de cenário sendo denominados de cenário 1 e cenário 2. No cenário 1, vai dimensionar-se e programar-se todos os parâmetros de acordo com a legislação, pelo contrário, no cenário 2 a legislação não foi tida em consideração. Este facto permite que, no cenário 1, se efetue uma simulação mais realista e com variação dos tarifários existentes no mercado da energia. Por outro lado, no cenário 2, far-se-á uma análise mais técnico-económica, o que será mais compensador do ponto de vista técnico, não seguindo os trâmites legais. Relativamente à hora de carregar os dois VE's, optou-se por considerar sempre a mesma. O horário seleccionado foi a hora de carregamento mais realista e consentânea com a rotina da EDIA.

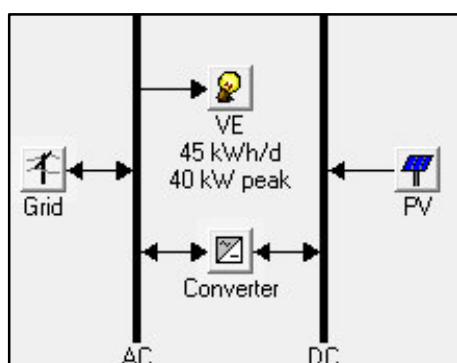


Figura 70 - Esquema para a simulação do Cenário B sem armazenamento

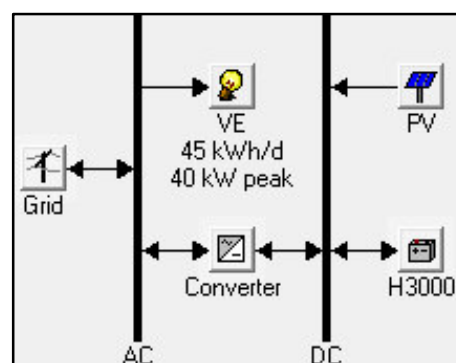


Figura 71 - Esquema para a simulação do Cenário B com armazenamento

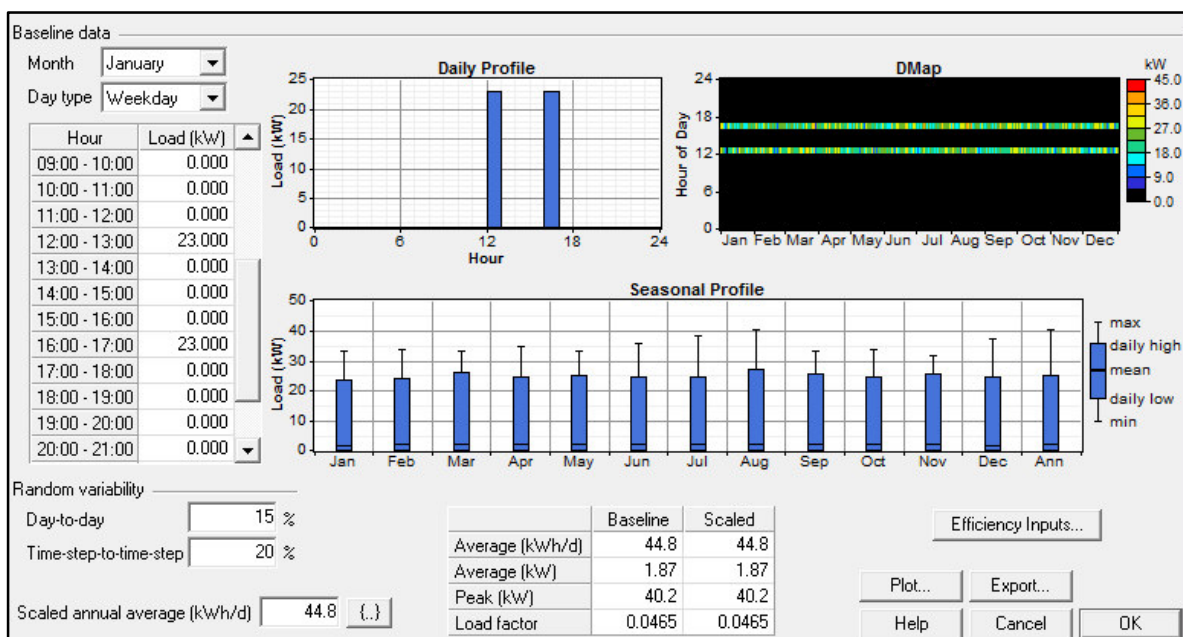


Figura 72 - Perfil de carga para o Cenário B

4.6 – Resultado das simulações dos vários cenários

4.6.1 - Cenário A

Cenário 1

No primeiro cenário, as horas de carregamento foram selecionadas as horas de carregamento mais consentâneas com a rotina da EDIA. Este apresenta-se como o mais realista tendo em conta a rotina da empresa. Assim, os VE's são colocados a efetuar o carregamento, no final da manhã, das 12:00h às 13:00h um e o outro, no final da tarde, das 16:00h às 17:00h como se pode observar o perfil de carga patente na Figura 73.

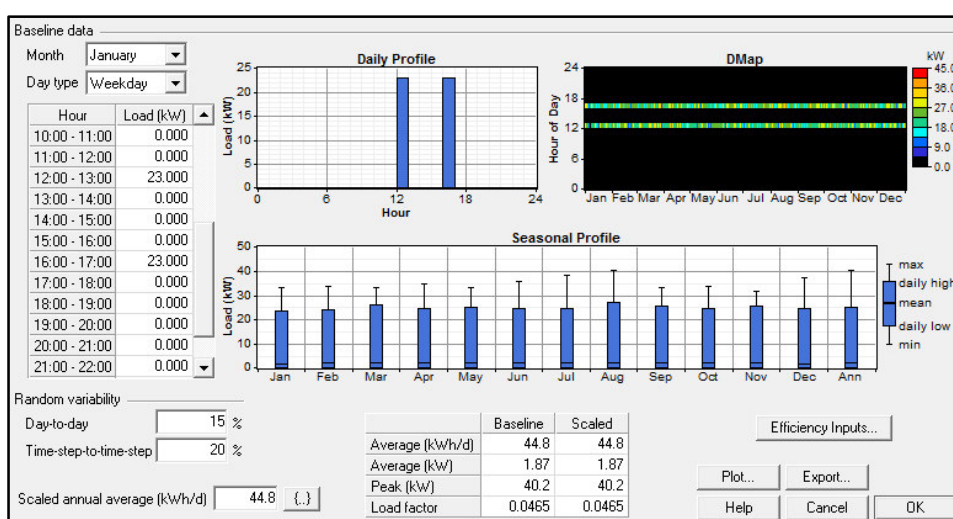


Figura 73 - Perfil de carga da rotina da EDIA

Como se observa na imagem, foi colocado o valor de 23 kW na carga, este valor encontra-se devidamente justificado no capítulo 4, no ponto 4.3- valores pressupostos, referente ao valor da potência contratada.

A solução mais económica







	PV (kW)	H3000	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Capacity Shortage
  	47	5	55	\$ 80,500	288	\$ 84,182	0.418	1.00	0.10
  	48	5	55	\$ 81,929	294	\$ 85,687	0.425	1.00	0.09

Figura 74 - Output do software com a solução mais económica

A solução mais económica para este sistema consiste em colocar 47 kW de potência instalada em PFF e, em conjunto, cinco baterias com 6 kWh de capacidade unitária. Para além disso, observa-se o NPC, COE e OC na Figura 74.

Explorando em detalhe os indicadores económicos, pode-se observar o gráfico presente na Figura 75, no qual se constata que NPC é fortemente influenciado pelo investimento inicial, com o custo dos equipamentos. Cumpre referir-se a despesa, embora menor, com a operação e manutenção e substituição dos equipamentos.

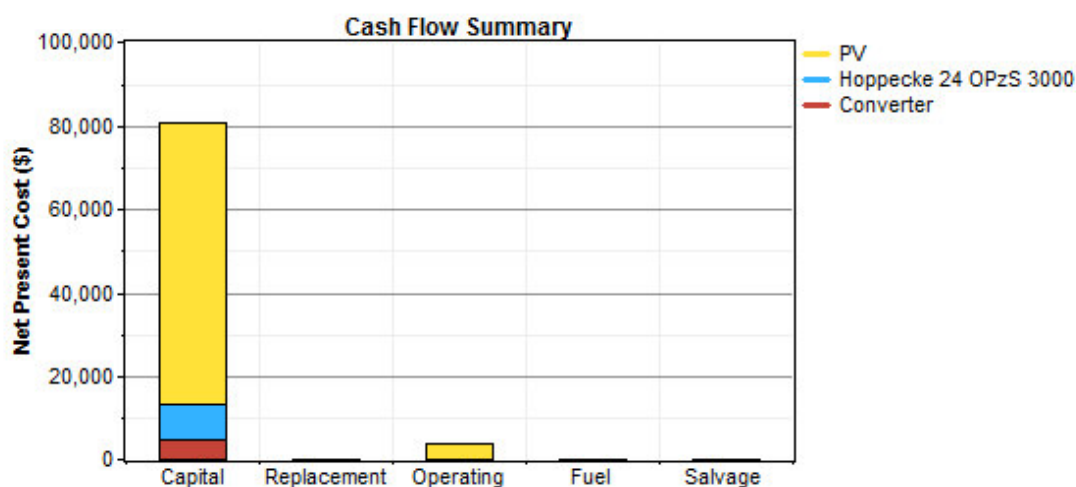


Figura 75 - Cash Flow sumário da operação

No que concerne ao *COE*, pode-se observar que o valor é de 0.418 \$/kWh significando isto que é o preço da energia por kWh neste sistema. A melhor solução a nível económico, apresenta o balanço energético presente na Figura 76.

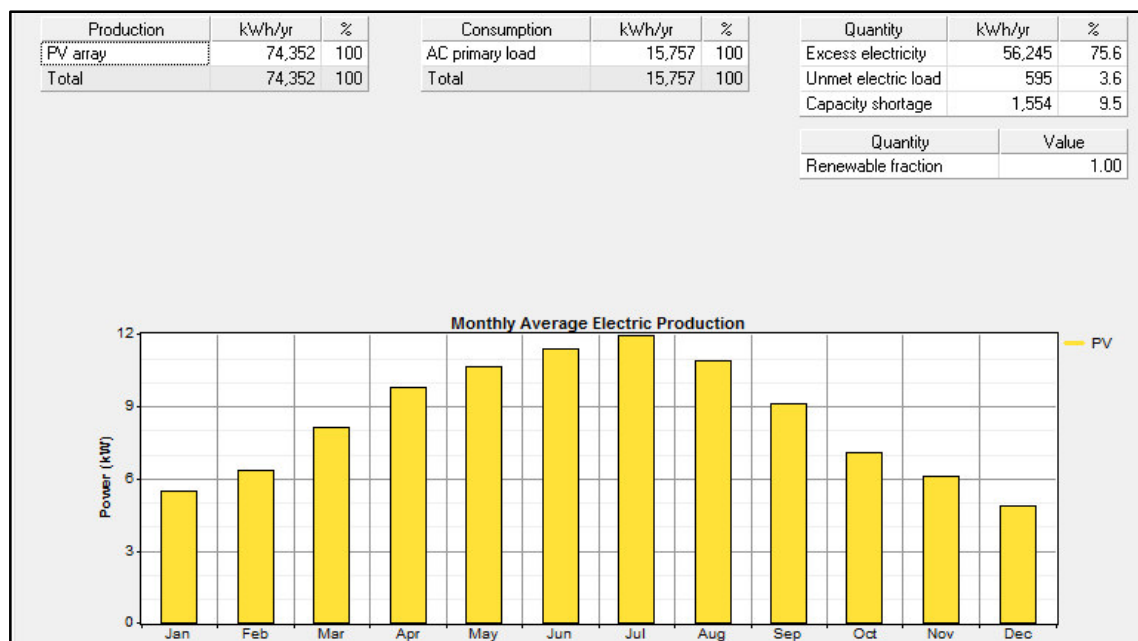


Figura 76 – Balanço energético do sistema

Observa-se que com os 47 kW de potência instalada são produzidos 74 352 kWh/ano de energia, o que o sistema permite disponibilizar para a carga consumir é 15 575 kWh/ano. Desta forma, ocorre um excesso de energia elétrica de 56 245 kWh/ano. E ainda, relativamente à quantidade de energia pedida pela carga e que o sistema não conseguiu dar resposta é 595 kWh/ano. Por isso, produziu-se energia que o sistema não teve capacidade de armazenar, esta foi cerca de 1 554 kWh/ano. Assim sendo leva-nos a concluir que a melhor solução económica nem sempre é mais eficiente energeticamente, uma vez que a quantidade de desperdício de energia é bastante elevada.

A solução mais eficiente a nível energético

	PV (kW)	H3000	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Capacity Shortage
	51	11	55	\$ 96,320	318	\$ 100,385	0.481	1.00	0.00
	50	12	55	\$ 96,575	313	\$ 100,576	0.481	1.00	0.00
	58	5	55	\$ 96,219	354	\$ 100,744	0.494	1.00	0.06
	57	6	55	\$ 96,474	349	\$ 100,935	0.490	1.00	0.04
	48	14	55	\$ 97,085	303	\$ 100,958	0.483	1.00	0.00
	56	7	55	\$ 96,729	344	\$ 101,126	0.488	1.00	0.03
	47	15	55	\$ 97,340	298	\$ 101,149	0.484	1.00	0.00
	55	8	55	\$ 96,984	339	\$ 101,318	0.487	1.00	0.01

Figura 77 - Output do software com a solução mais eficiente a nível energética

Para que o sistema seja o mais eficiente possível do ponto de vista energético, o *software HOMER* considera que é necessário uma potência instalada de 47 kW em PPF e dezasseis baterias com uma capacidade 6 kWh cada uma. Importa salientar que se verificou um aumento significativo do número de baterias relativamente à solução anterior.

A Figura 78 apresenta o respetivo balanço energético, no qual se verifica que *Unmet electric load* e *Capacity shortage* são valores praticamente zero e zero respetivamente. Quanto ao *Excess electricity*, apresenta-se inferior à solução anterior, contudo não é uma diferença significativa. De destacar que este valor é o mínimo possível, para zerar os restantes elementos da tabela onde este está inserido.

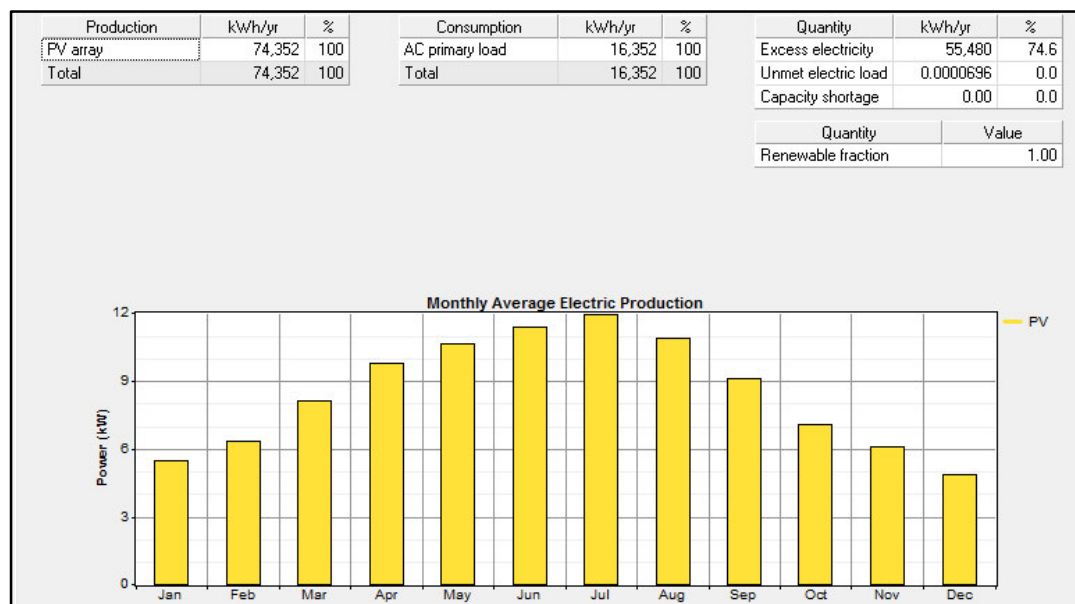


Figura 78 - Balanço energético do sistema

Relativamente aos valores económicos, a diferença mais significativa é no *NPC* e *OC* tendo em conta o aumento do número de baterias. Considere-se o gráfico presente na Figura 79 que confirma as afirmações anteriores.

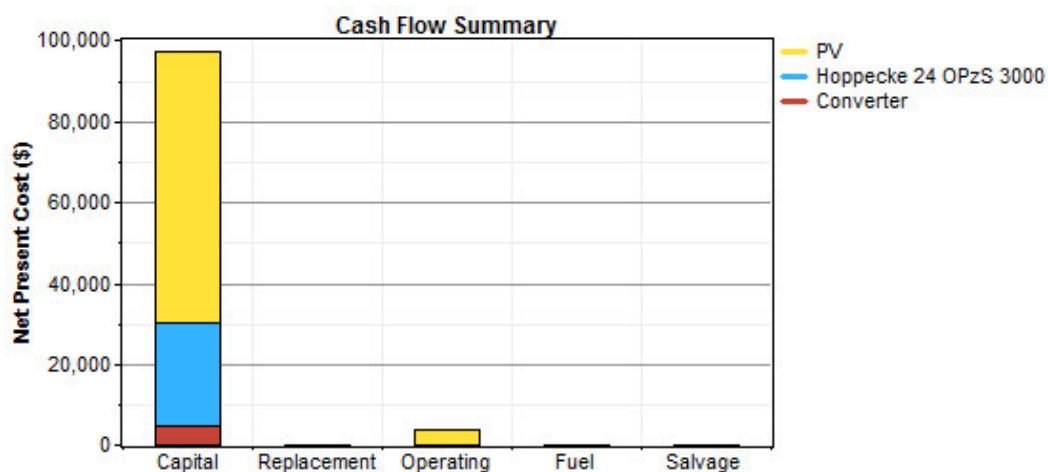


Figura 79 – *Cash flow* sumário da operação

A solução ótima

Depois da análise detalhada dos valores horários que o *HOMER* disponibiliza e tendo por base o ponto a), b) e c) da respetiva solução ótima, obteve-se a solução sombreada a azul na Figura 80.

	PV (kW)	H3000	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Capacity Shortage
	55	5	55	\$ 91,932	336	\$ 96,227	0.473	1.00	0.07
	54	6	55	\$ 92,187	331	\$ 96,418	0.469	1.00	0.05
	53	7	55	\$ 92,442	326	\$ 96,609	0.467	1.00	0.03
	52	8	55	\$ 92,697	321	\$ 96,800	0.466	1.00	0.02
	51	9	55	\$ 92,952	316	\$ 96,992	0.466	1.00	0.01
	50	10	55	\$ 93,207	311	\$ 97,183	0.466	1.00	0.01

Figura 80 - Output do software com a solução ótima

A nível de dimensionamento, a potência instalada em PFF é 51 kW incluindo nove baterias de 6 kWh de capacidade cada uma para que seja possível efetuar o armazenamento da energia produzida, apresenta o seguinte balanço energético presente na Figura 81.

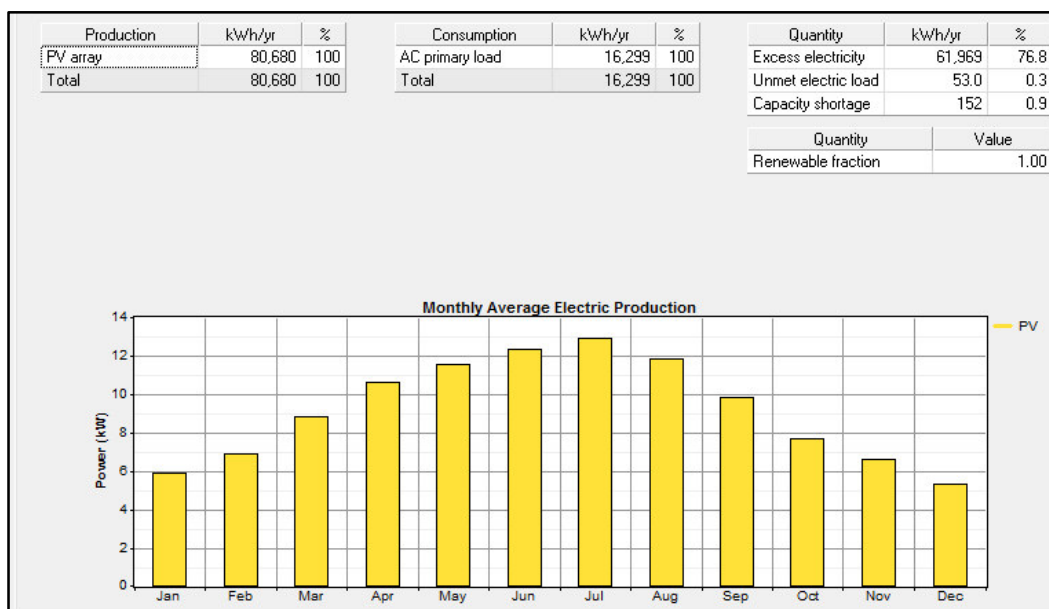


Figura 81 - Balanço energético do sistema

A energia produzida pelos PFF é 80 680 kWh/ano, a energia disponível para fornecer à carga é 16 299 kWh/ano. Relativamente a *Unmet electric load* e *Capacity shortage*, os valores são 53 kWh/ano e 152 kWh/ano respetivamente. Estes valores garantem as condições estabelecidas para a seleção do cenário ótimo. Pode-se sustentar esta afirmação, uma vez que foi feita numa análise horária detalhada, com auxílio do excel, onde se constatou que o valor máximo horário de *Unmet electric load* foi 9.5 kW e só ocorreu 1 vez durante o ano. Conclui-se que corresponde a ocorrer apenas a uma hora durante o todo ano. Isto significa que nunca nenhum VE se dirigiu a um PCR e ficou carregado com uma carga inferior a metade.

Se se ponderar o aspeto económico, pode-se analisar a Figura 82 e verificar que o valor de *NPC* é superior ao *NPC* da solução mais económica, devido ao investimento de mais quatro PFF e baterias. Ainda assim, o *NPC* continua inferior ao da solução anterior. Relativamente aos *OC*, este possui um

valor superior, tendo em conta que a manutenção dos PFF possui um preço seis vezes superior à manutenção das baterias.

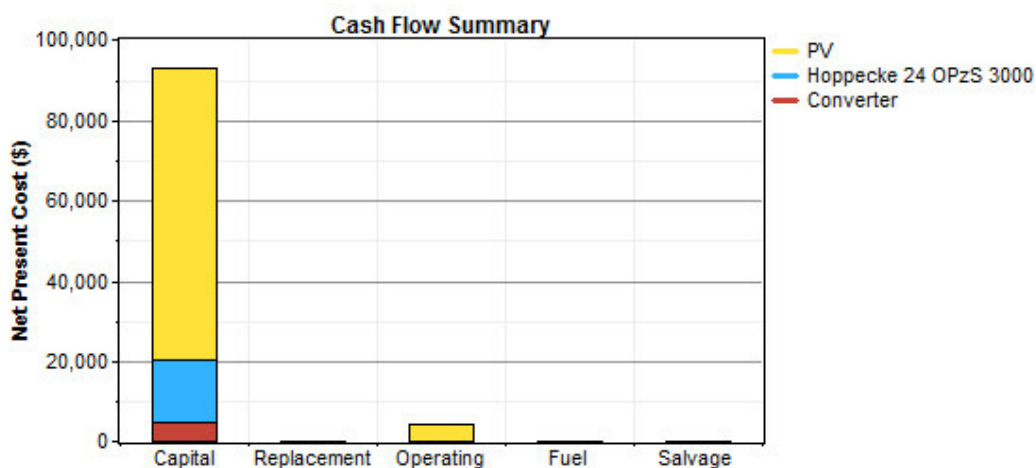


Figura 82 – Cash flow sumário da operação

Cenário 2

O cenário2 representa o pior cenário que pode surgir a nível de carregamento. Este apresenta um VE a abastecer às 4:00 h e outro às 6:00 h da manhã. Obviamente que a probabilidade de isto acontecer é reduzida, contudo optou-se por simular este cenário para se constatar a forma como o sistema se pode comportar nestas situações. A Figura 83 representa o perfil de carga para este cenário.

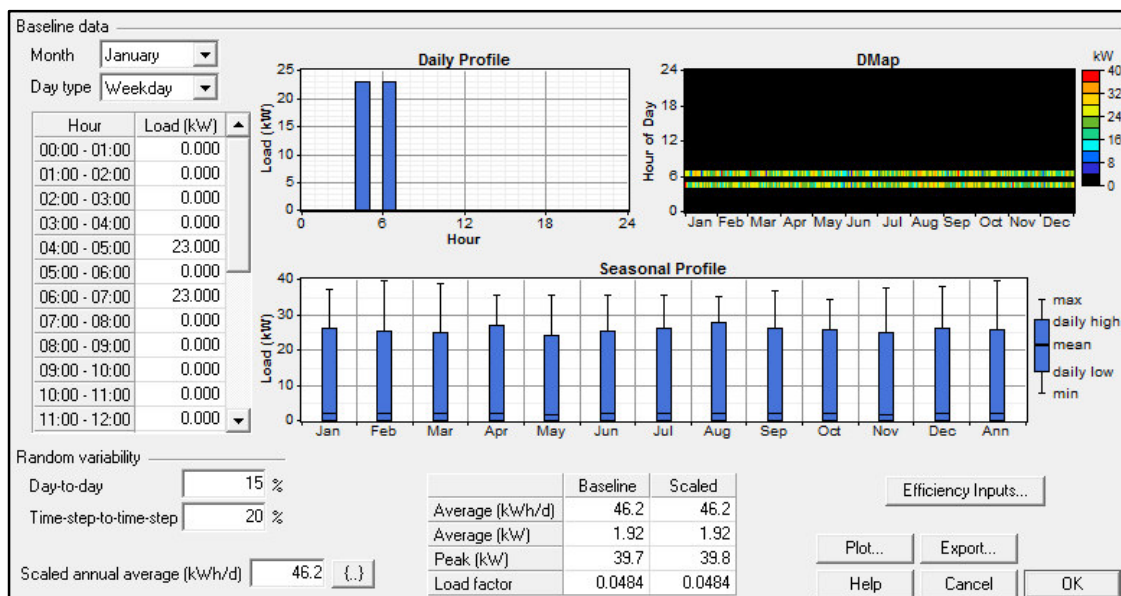


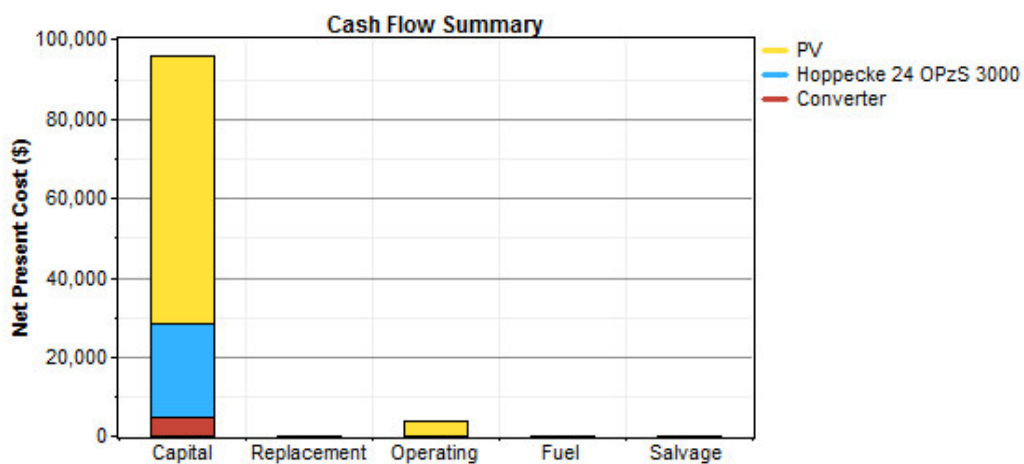
Figura 83 - Perfil de carga dos VE's a carregar durante a madrugada

A solução mais económica

	PV (kW)	H3000	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Capacity Shortage
	47	14	55	\$ 95,656	297	\$ 99,453	0.484	1.00	0.07
	48	14	55	\$ 97,085	303	\$ 100,958	0.491	1.00	0.07

Figura 84 - Output do software com a solução mais económica

Para esta solução ser considerada a melhor solução a nível económico, é necessário colocar 47 kW de potência instalada em PVF e catorze baterias para armazenamento de energia. Os valores de *NPC*, *COE* e *OC* podem visualizar-se na Figura 84 e analisar-se com mais detalhe no gráfico da Figura 85.

**Figura 85 – Cash flow sumário da operação**

Analise-se, então, o balanço energético presente na Figura 86.

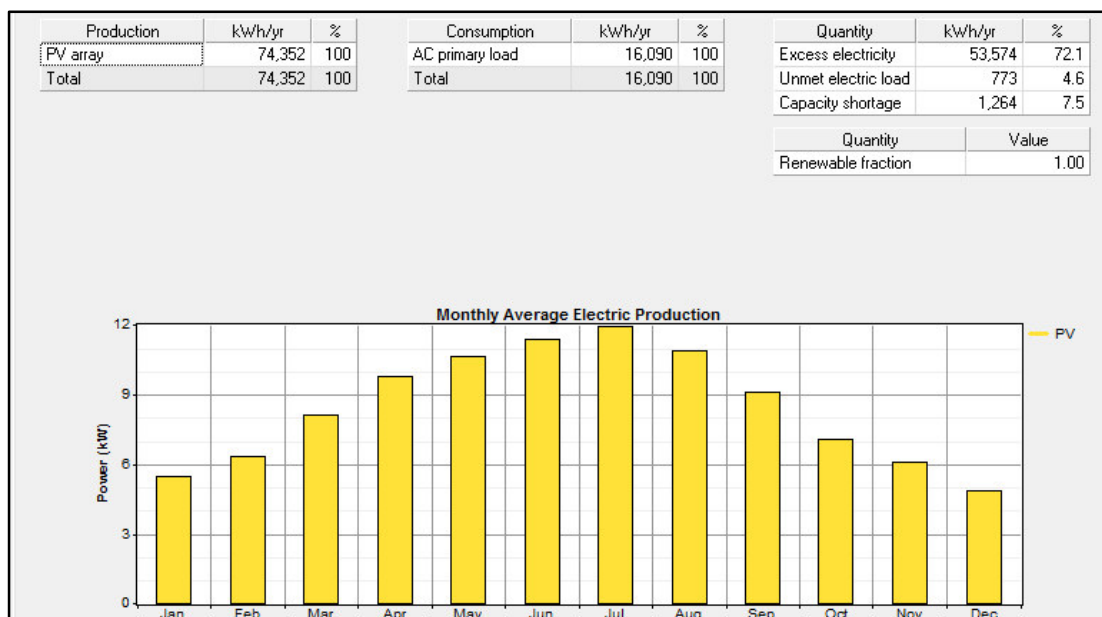


Figura 86 - Balanço energético do sistema

Os dados apresentados informam que a energia elétrica produzida é 74 352 kWh/ano e o sistema disponibiliza apenas 16 090 kWh/ano para ser utilizado pela carga. Relativamente a *Unmet electric load* e *Capacity shortage* os valores são 773 kWh/ano e 1 264 kWh/ano respetivamente e possui um *Excess electricity* de 53 574 kWh/ano. Estes valores demonstram desperdícios de energia bastante elevados.

A solução mais eficiente a nível energético

	PV (kW)	H3000	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Capacity Shortage
	44	22	55	\$ 104,841	287	\$ 108,510	0.503	1.00	0.00
	52	15	55	\$ 104,485	328	\$ 108,678	0.518	1.00	0.05
	43	23	55	\$ 105,096	282	\$ 108,701	0.504	1.00	0.00
	51	16	55	\$ 104,740	323	\$ 108,869	0.513	1.00	0.03

Figura 87 - Output do software com a solução mais eficiente a nível energético

Para esta solução é necessário que se instale uma potência de 43 kW em PFF e vinte e três baterias para o armazenamento da respetiva energia. O balanço energético apresenta-se na Figura 88.

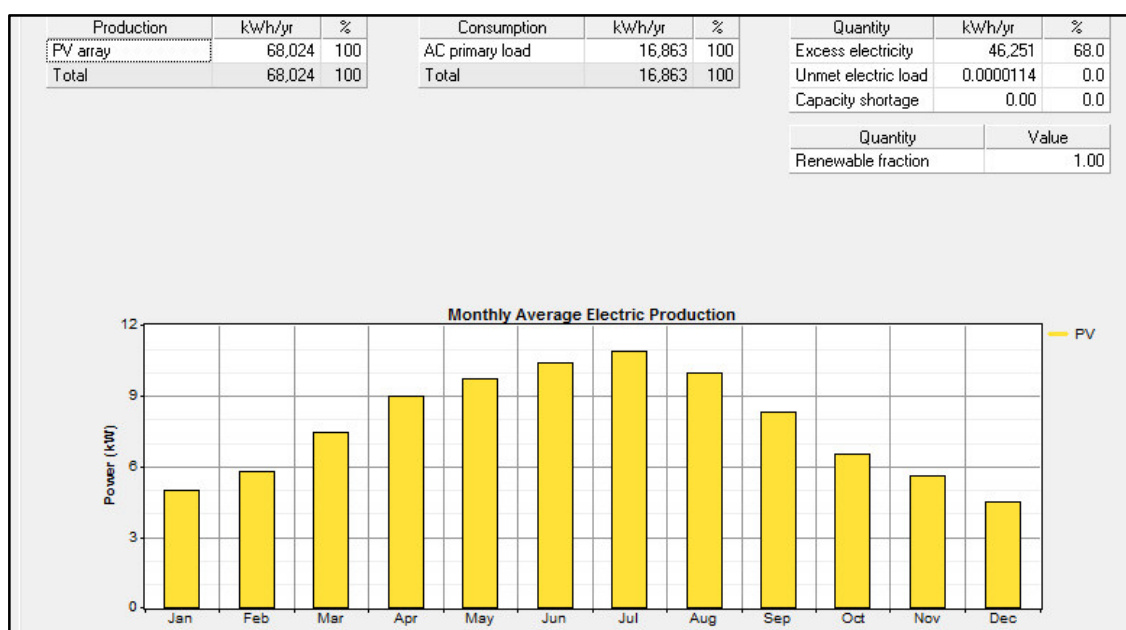


Figura 88 - Balanço energético do sistema

Assim, tendo em conta o valor da potência instalada em PFF a quantidade de energia produzida é 68 024 kWh/ano, ainda assim a energia disponível para a carga é 16 863 kWh/ano. No que diz respeito aos valores mais específicos do campo energético pode-se detetar que *Unmet electric load* e *Capacity shortage* são valores muito próximos de zero e zero respetivamente. Mesmo assim possui um *Excess electricity* de 46 251 kWh/ano, sendo este valor mais baixo consideravelmente do que o da solução anterior.

Observando atentamente o perfil económico pode-se concluir que na Figura 87 que os valores de *NPC*, *COE* e *OC* são respetivamente 108 701 \$, 0.504 \$/kWh e 282 \$/ano. Como seria de espectável o *NPC* aumentou tendo em conta que o número de baterias também aumentou significativamente. Por outro lado, o *OC* diminui, porque a quantidade de PFF diminui e este apresenta um valor de manutenção considerável. Estes valores são observáveis no gráfico que consta na Figura 89.

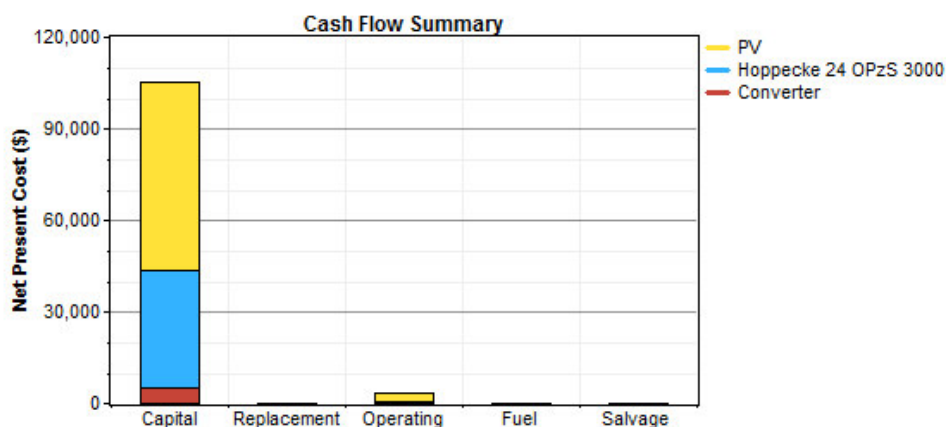


Figura 89 - *Cash flow* sumário da operação

A solução ótima





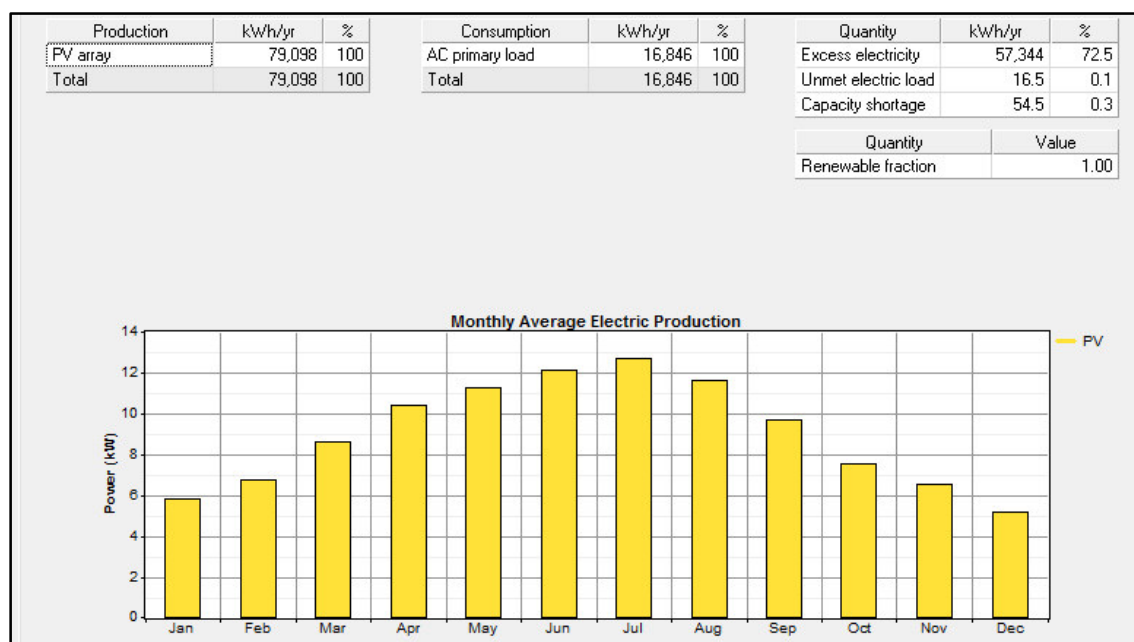
	PV (kW)	H3000	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Capacity Shortage
	52	17	55	\$ 107,853	330	\$ 112,072	0.523	1.00	0.02
	51	18	55	\$ 108,108	325	\$ 112,263	0.522	1.00	0.01
	50	19	55	\$ 108,363	320	\$ 112,454	0.522	1.00	0.00
	48	21	55	\$ 108,873	310	\$ 112,836	0.523	1.00	0.00

Figura 90 - Output do software com a solução ótima

A melhor solução para este cenário baseia-se em 50 kW de potência instalada em PFF e dezanove baterias. A Figura 91 apresenta o balanço energético. A quantidade de energia produzida é 79 098 kWh/ano, ficando 16 846 kWh/ano disponível para abastecer a carga. Analisando *Unmet electric load* e *Capacity shortage*, os valores são 16.5 kWh/ano e 54.5 kWh/ano. Ainda relativamente a *Unmet electric load*, depois de se efetuar uma análise pormenorizada concluiu-se que o valor máximo de potência horária de *Unmet electric load* foi 4kW. Contudo, só ocorreu uma vez no ano. Isso significa que o PCR durante todo o ano disponibiliza a totalidade de potência que o VE necessita para o carregamento. Com exceção de numa hora que apenas consegue disponibilizar 80% da carga total que o VE necessita.

O *Excess electricity* possui o valor de 57 344 kWh/ano. Este valor apresenta-se como o mais elevado de todos tendo em conta que o número de PFF também é bastante elevado.

No que concerne a nível económico, pode-se verificar na Figura 90 que os valores de NPC, COE e OC que são respetivamente 112 454 \$, 0.522 \$/kWh e 320 \$. Todos estes montantes são superiores à solução anterior devido ao facto de o número de PFF aumentar e consequentemente aumentar a respetiva manutenção acresce ainda o valor de OC e COE também aumentam. O gráfico presente na Figura 92 apresenta em detalhe os referidos valores.

**Figura 91 - Balanço energético do sistema**

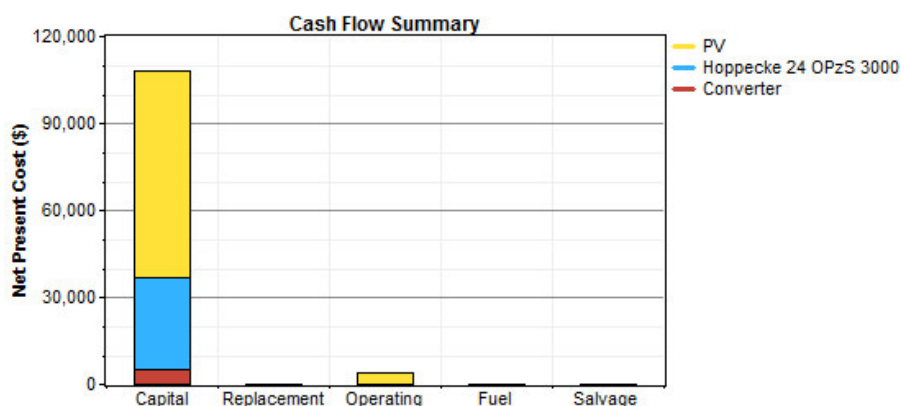


Figura 92 - *Cash flow* sumário da operação

Cenário 3

O Cenário 3 ilustra o que seria a melhor situação, isto é, se os dois VE's carregassem no momento em que o pico de produção é máximo. Optou-se por colocar dois VE's seguidos para analisar até que ponto durante o pico de produção o sistema tem capacidade para os abastecer. Este cenário é o único que apresenta carregamentos consecutivos. O perfil de carga está descrito na Figura 93.

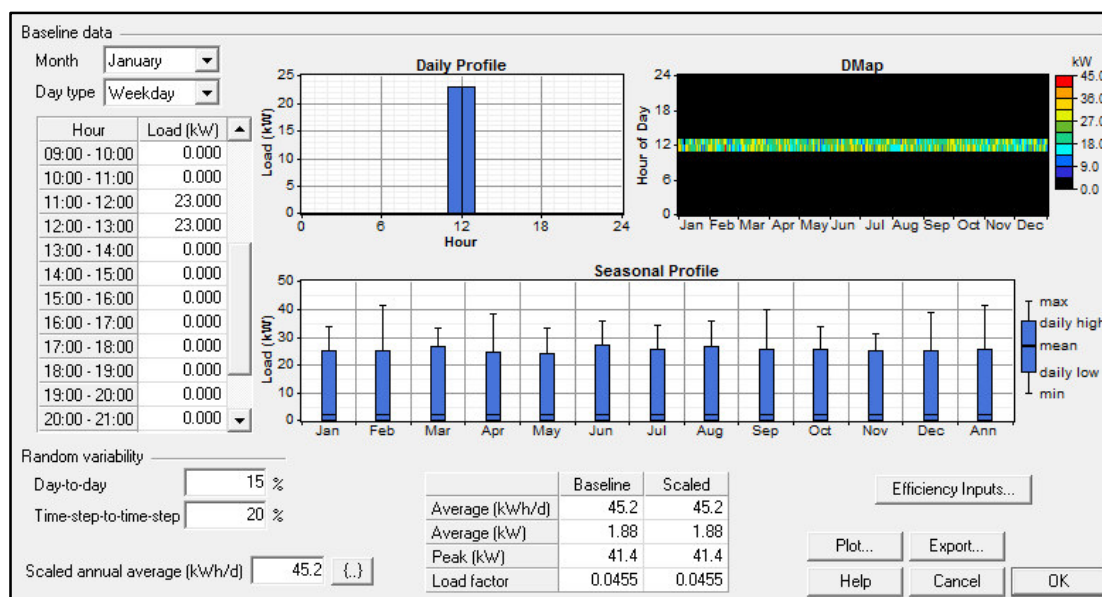


Figura 93 - Perfil de carga dos VE's a carregar durante o pico de produção

A solução mais económica

	PV (kW)	H3000	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Capacity Shortage
	47	5	55	\$ 80,500	288	\$ 84,182	0.417	1.00	0.10
	48	5	55	\$ 81,929	294	\$ 85,687	0.423	1.00	0.09

Figura 94 - Output do software com a solução mais económica

Pensou-se no aspeto económico e a melhor solução consiste em colocar 47 kW de potência instalada e cinco baterias para o armazenamento. No que concerne aos valores económicos, estes também podem ser retirados da Figura 94 designados de *NPC*, *COE* e *OC*, observáveis no gráfico presente na Figura 95.

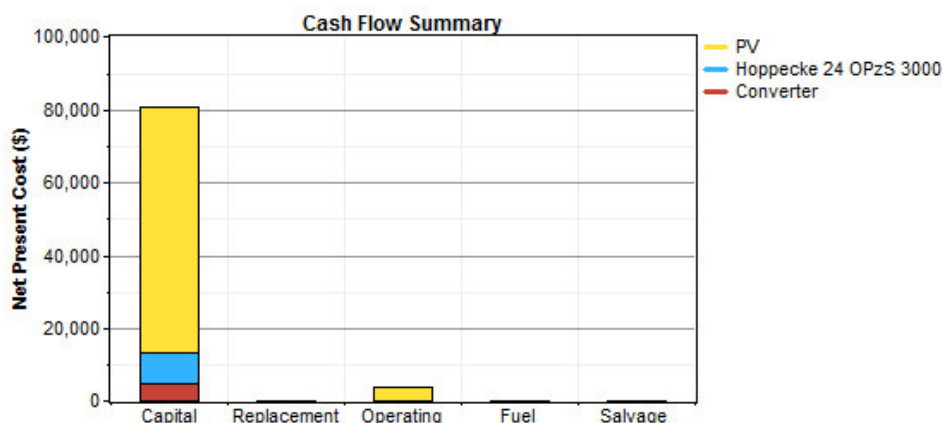


Figura 95 - Cash flow sumário da operação

O balanço energético está apresentada em detalhe na Figura 96.

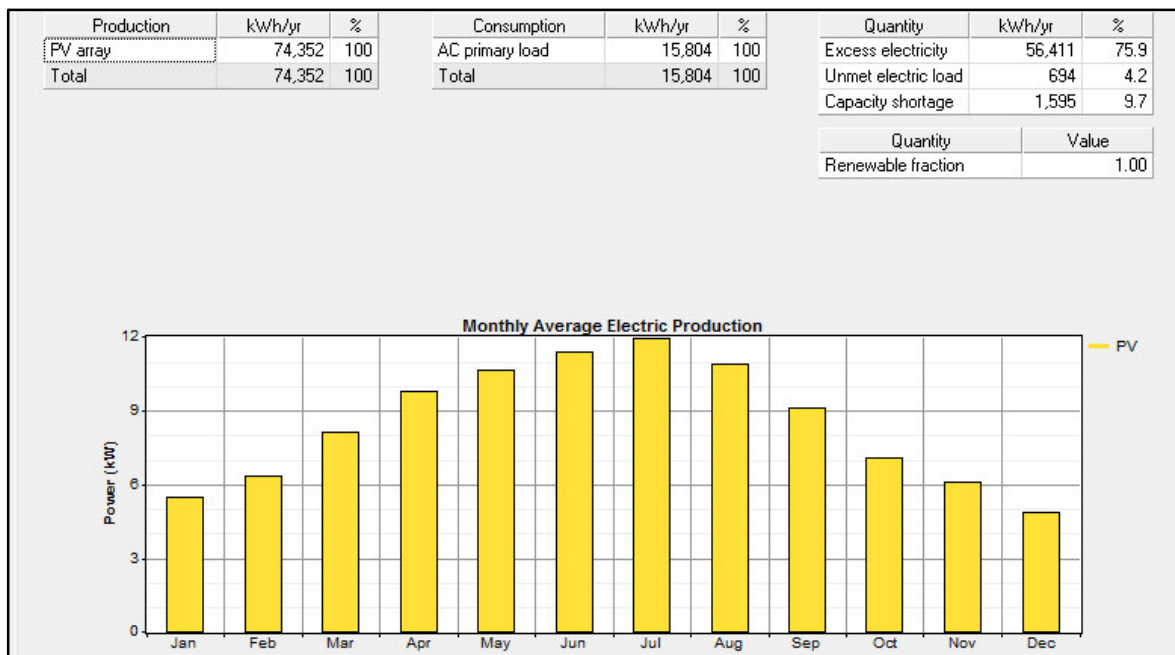


Figura 96 - Balanço energético do sistema

Fazendo uma análise a nível energético, a produção é 74 352 kWh/ano. Deste modo a energia que fica disponível para fornecer à carga é 15 804 kWh/ano. Relativamente a *Unmet electric load* e *Capacity shortage* os valores são 694 kWh/ano e 1 595 kWh/ano. Ainda assim possui um *Excess electricity* de 56 411 kWh/ano.

A solução mais eficiente a nível energético

	PV (kW)	H3000	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Capacity Shortage
	48	18	55	\$ 103,821	307	\$ 107,745	0.511	1.00	0.00
	56	11	55	\$ 103,465	348	\$ 107,914	0.514	1.00	0.01
	47	19	55	\$ 104,076	302	\$ 107,937	0.512	1.00	0.00
	55	12	55	\$ 103,720	343	\$ 108,105	0.514	1.00	0.01

Figura 97 - Output do software com a solução mais eficiente a nível energético

A solução mais eficiente apresenta-se como uma potência instalada de 47 kW e com dezanove baterias para efetuar o armazenamento, para que o desperdício de energia seja mínimo. O balanço energético analisa-se na Figura 98.

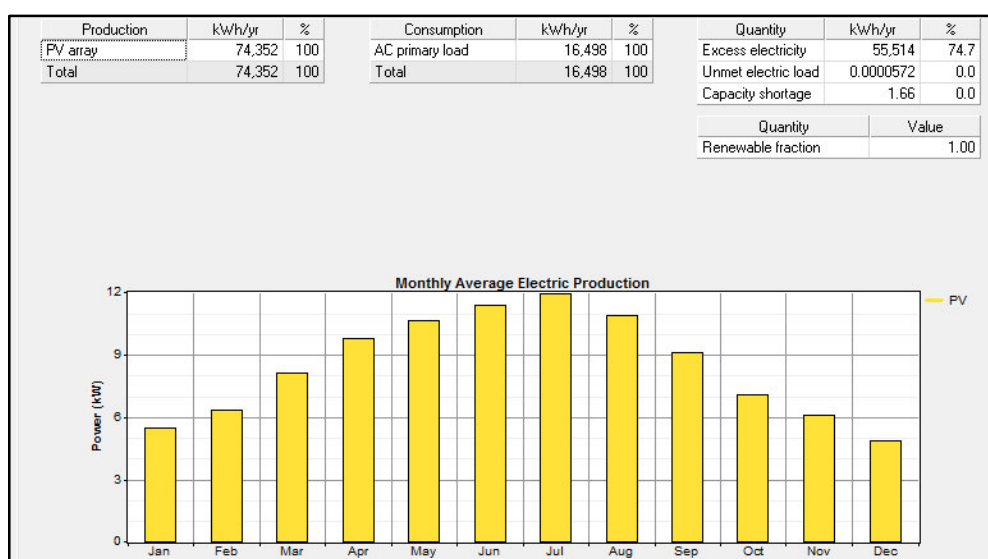


Figura 98 - Balanço energético do sistema

Perante os dados que constam no gráfico, o número de baterias aumenta consideravelmente relativamente à solução mais económica, para que seja possível armazenar toda a energia que é produzida. Como se observa o valor de *Unmet electric load* e *Capacity shortage* os valores são praticamente zero e 1.66 kWh/ano respetivamente. Ainda assim possui um *Excess electricity* de 55 514 kWh/ano. Constata-se que estes valores descem relativamente à solução anterior, sendo o decréscimo mais acentuado nos valores de *Unmet electric load* e *Capacity shortage*. No que diz respeito ao *Excess electricity* ocorre uma diminuição mais subtil.

Os custos associados a esta solução são 107 937 \$, 0.512 \$/kWh e 302 \$/ano que dizem respeito aos valores de *NPC*, *COE* e *OC*. Como seria de esperar, estes valores sofreram um aumento devido

ao facto do número de baterias ter aumentado. O gráfico presente na Figura 99 demonstra detalhadamente os custos envolvidos.

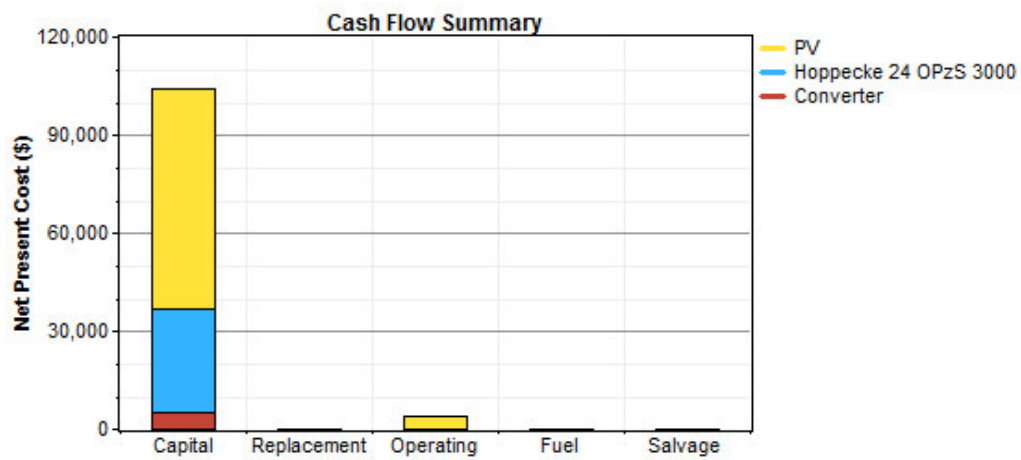


Figura 99 - *Cash Flow* sumário da operação

A solução ótima

	PV (kW)	H3000	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Capacity Shortage
	56	10	55	\$ 101,781	347	\$ 106,217	0.507	1.00	0.01
	47	18	55	\$ 102,392	301	\$ 106,240	0.504	1.00	0.00
	55	11	55	\$ 102,036	342	\$ 106,408	0.507	1.00	0.01
	54	12	55	\$ 102,291	337	\$ 106,599	0.507	1.00	0.01
	53	13	55	\$ 102,546	332	\$ 106,790	0.507	1.00	0.00
	52	14	55	\$ 102,801	327	\$ 106,981	0.508	1.00	0.00

Figura 100 - *Output do software* com a solução ótima

A solução ótima para este último cenário consiste em colocar 53 kW de potência instalada em PFF e introduzir treze baterias para armazenar a energia produzida. O balanço de energia efetuado pode ser analisado na Figura 101.

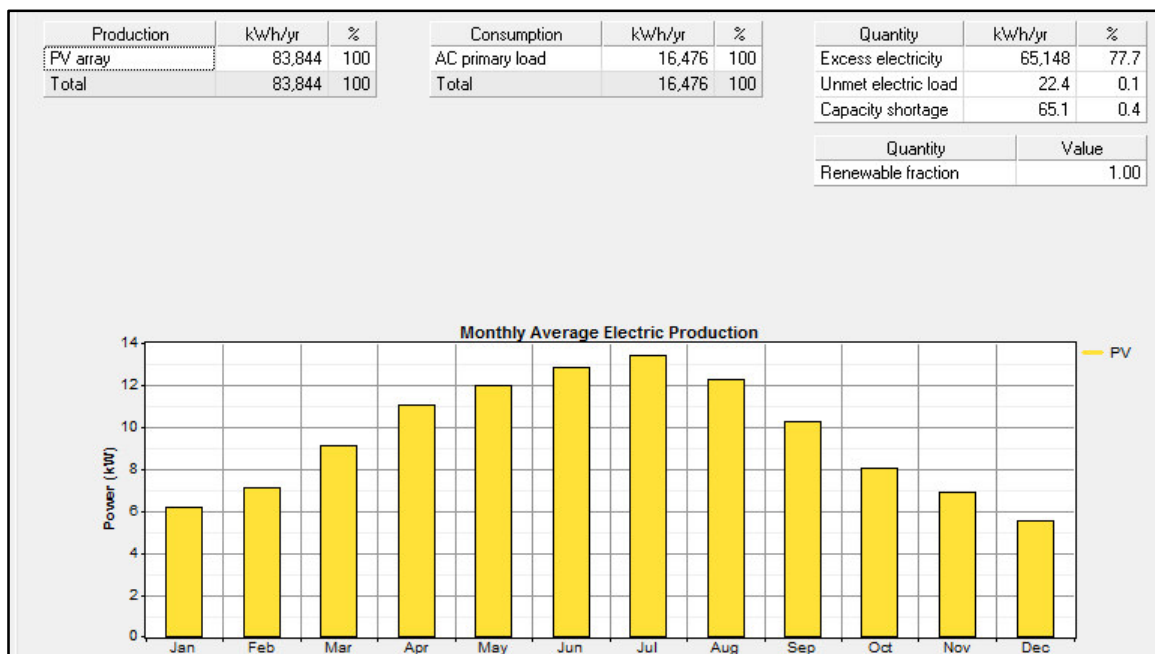


Figura 101 - Balanço energético do sistema

Analisando a Figura 101, o valor de *Unmet electric load* e *Capacity shortage* os dados apresentados são 22.4 kWh/ano e 65.1 kWh/ano respetivamente, ainda assim possui um *Excess electricity* de 65 148 kWh/ano. O excesso de eletricidade é o maior de todas as soluções, contudo seria expectável tendo em conta que o valor de potência instalada aumentou. Porém importa referir que depois de uma análise detalhada, chegou-se à conclusão de que o valor máximo que a carga necessitou e o sistema não conseguiu fornecer foram 10 kWh. Isto só ocorreu uma vez durante o ano. O que significa que todos os VE's que recorreram ao PCR tinham sempre disponível metade da energia para abastecer o VE.

Cumpramos referir os custos envolvidos, para tal observaram-se os valores de *NPC*, *COE* e *OC*, a saber, 106 790 \$, 0.507 \$/kWh e 332 \$/ano. Comparando estes valores com os que foram mencionados na solução anterior pode-se afirmar que *NPC* diminuiu, uma vez que aumentou o número de PFF, no entanto diminuiu bastante o número de baterias. O valor de *OC* aumentou, pois a manutenção de PFF é mais dispendiosa que a manutenção das baterias. O valor de *COE* manteve-se na mesma ordem de grandeza. Os custos envolvidos com este projeto encontram-se no gráfico da Figura 102.

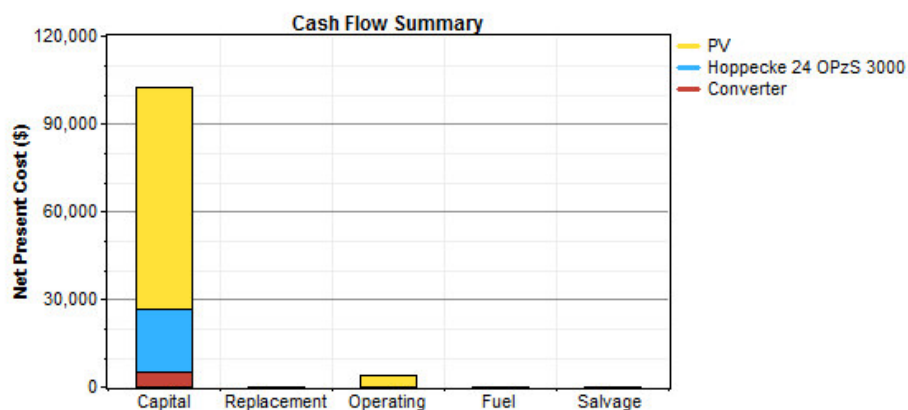


Figura 102 - Cash flow sumário da operação

Análise comparativa dos três cenários

Face a todas as simulações efetuadas, comparar-se-á a solução ótima de cada cenário a saber 1,2 e 3. Daí surgirá uma solução que será implementada no *software Sunny Design Web*, tal como será demonstrado do capítulo5 da presente dissertação. Como suporte de análise elaboram-se gráficos diversos para que fosse mais fácil visualizar o registo de toda a informação. De salientar que este sistema é 100% renovável.

Iniciou-se esta seleção pelos valores económicos, tendo como único fator de comparação o valor de *NPC* de cada cenário.

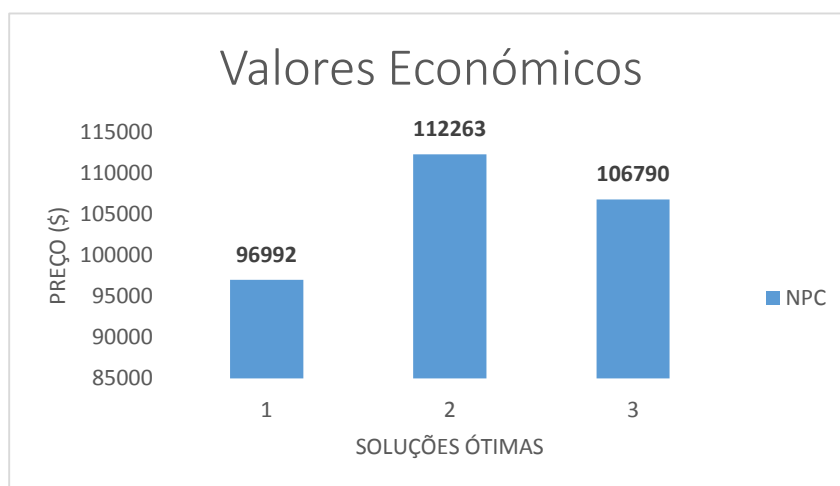


Gráfico 6 - Gráfico comparativo do NPC das três soluções ótimas obtidas

Depreende-se do Gráfico 6 que é possível afirmar que a solução que possui um custo mais acessível é a solução 1.

Foi também analisada a composição do sistema no Gráfico 7 apresentado, no qual constam a quantidade de PFF, o número de baterias para fazer o respetivo armazenamento e, por fim, o

máximo de *Unmet load*, que significa o valor de energia máxima que a carga pediu e o sistema não possui condições para fornecer. Este último resultado é importante para analisar o grau de eficiência do respetivo sistema.

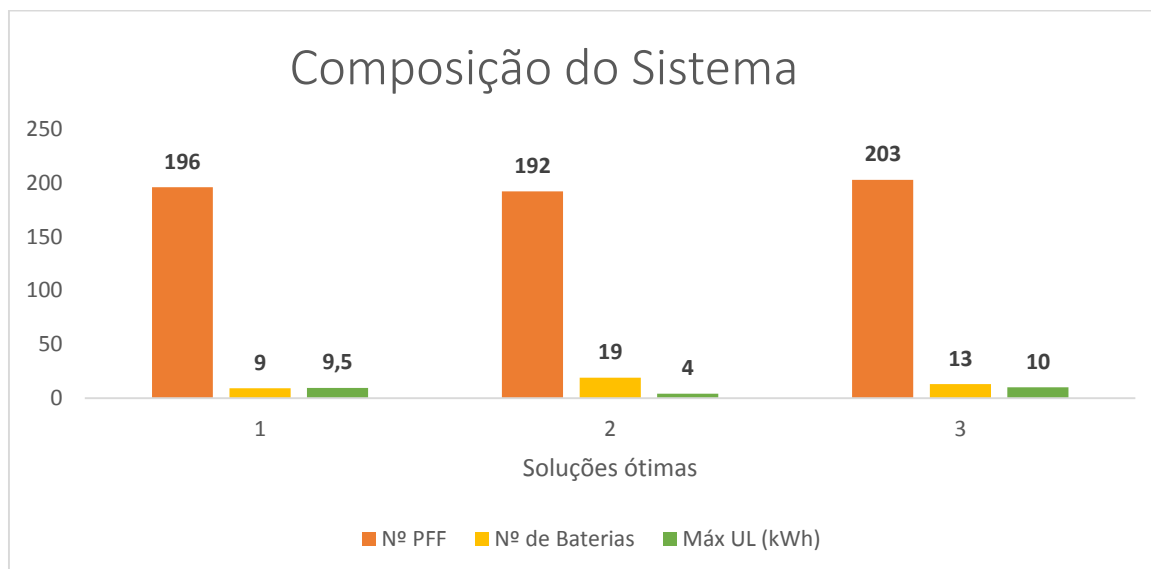


Gráfico 7 - Comparação técnica e de desempenho do sistema das três soluções ótimas

O gráfico 7 mostra que, na solução 1, tendo em conta que as horas de carregamento possuem três horas de diferença, o número de baterias é o menor, dado que não há necessidade de armazenar tanta energia.

Relativamente à solução 2, o carregamento dos dois VE's encontra-se com um intervalo de uma hora, contudo tendo em atenção que o carregamento é efetuado durante a noite, a quantidade de baterias é muito elevada. Assim sendo, a nível de eficiência é a melhor solução, pois o máximo de *Unmet load* foi 4 kWh. Porém, não se considera viável colocar dezanove baterias junto de um PCR, na medida em que não seria viável economicamente e, para além disso, exigia uma vasta área de ocupação.

No que concerne à solução 3, o horário dos carregamentos é consecutivo, não existindo nenhum intervalo entre eles. São necessárias treze baterias para armazenar toda a energia produzida e tentar fornecer toda a energia que a carga necessita. Ainda assim, mesmo que esta solução ocorra no pico de produção, o facto de serem dois carregamentos consecutivos, faz com que se torne mais desafiante dar resposta à carga. A nível de eficiência do sistema esta solução assemelha-se bastante à solução 1, tendo em conta que ambas possuem um *Unmet Load* de aproximadamente 10 kWh. Em suma, o sistema encontra-se preparado para abastecer metade de dois VE's consecutivos, durante o pico de produção. O aspeto menos positivo desta solução é o número de baterias que este sistema exige. Do ponto de vista técnico-económica, a solução 1 é a que apresenta maior viabilidade.

Após a análise e ponderação tanto no aspeto económico como na composição do sistema, optou-se por concentrar as atenções no balanço energético do sistema e contrapor a energia que é produzida, energia elétrica que está em excesso e a energia consumida. Daí resulta o gráfico 8.

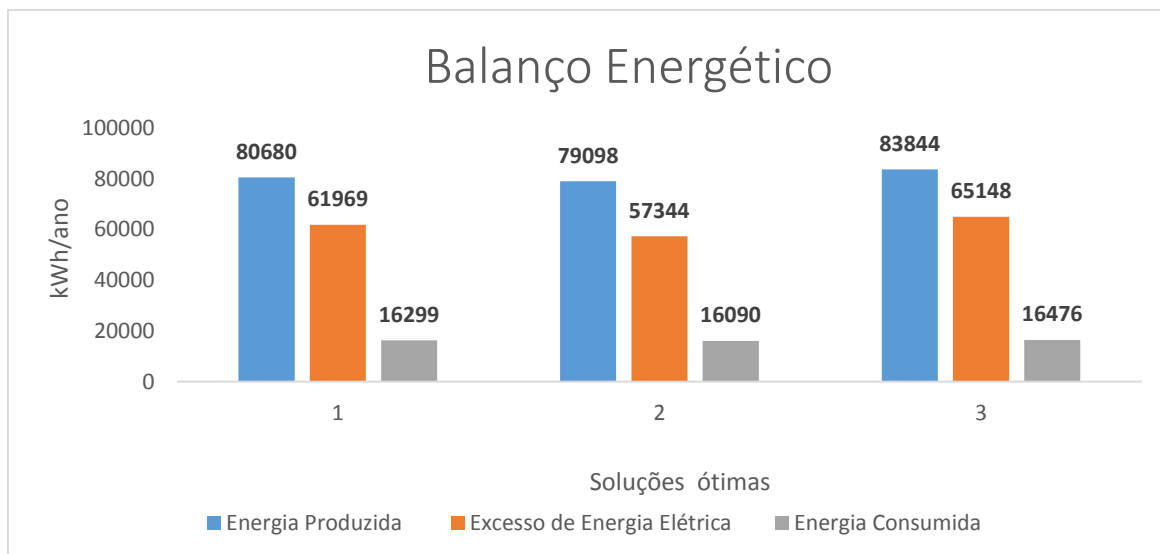


Gráfico 8 – Análise comparativa do balanço energético das três soluções ótimas apuradas

Como se depreende da leitura do Gráfico 8, a maior discrepância entre energia produzida e energia elétrica em excesso é a solução ótima 2. Desta forma classifica-se como o melhor cenário de todos no que concerne a valores de energia. Relativamente à solução 1 e 3, apresentam valores de diferença entre energia produzida e energia em excesso bastante semelhantes e inferiores à solução 2.

Relativamente ao valor de energia consumida pela carga, ele varia nos três cenários e este valor deveria ser constante tendo em conta que a carga é sempre a mesma, dois VE's. Ainda assim esta diferença pode ser explicada pelo facto de os VE nem sempre estarem totalmente descarregados quando se dirigem ao PCR.

Da análise do Gráfico 8 depreende-se que se à Energia Produzida se subtrair a Energia Consumida não se obtém o valor do Excesso de Energia Elétrica, isto porque o *software HOMER* contempla perdas (pelo inversor e baterias) em todos os componentes do sistema.

Um valor que se considera importante destacar é o *COE*, sendo este o custo que a energia possui neste sistema por kWh. De acordo com os valores supra apresentados durante as simulações dos cenários chega-se aos valores de *COE* presentes na Tabela 12.

Tabela 12 - Custo da energia para cada uma das soluções ótimas

Solução ótima	COE (\$/kWh)
1	0.466
2	0.522
3	0.507

Onde se verifica que a solução 1 apresenta o custo mais baixo para o valor a que é taxada a energia. Por fim, conclui-se que a melhor solução a implementar é a solução 1, pelos motivos já referidos e para além disso, por ser a solução mais semelhante à rotina da EDIA. Pode assim afirmar-se que a única rentabilidade que a EDIA irá ter com a implementação deste sistema é o montante que

economizará em combustível, havendo assim uma poupança e não propriamente um lucro. Constata-se que todos estes valores de excesso de energia são bastante elevados, como tal vai simular-se o cenário B que apresenta uma solução rentável cujo principal objetivo é apresentar uma alternativa para este excesso elevado de energia e, simultaneamente, proporcionar mais rentabilidade à EDIA.

4.6.2 - Cenário B

Cenário 1

Tendo por base o DL nº 153/2014 que se encontra descrito no enquadramento legal da presente dissertação, este cenário tem em consideração alguns pontos que serão apresentados detalhadamente no gráfico 10.

Inicialmente começou-se por identificar qual o regime de produção UPAC ou UPP, lembrando que numa UPAC o dimensionamento é elaborado com base no consumo e o excedente da produção pode ser injetado na RESP, evitando assim o desperdício de energia. Numa UPP o objetivo é produzir energia para vender à RESP. No primeiro caso, convém que o perfil de carga seja semelhante ao perfil de produção para evitar, assim, o desperdício de energia. Para identificar que tipo de regime se aplica ao caso da EDIA, elaborou-se o Gráfico 9. Nele é possível observar a potência média dos PFF durante um dia o respetivo perfil de carga.

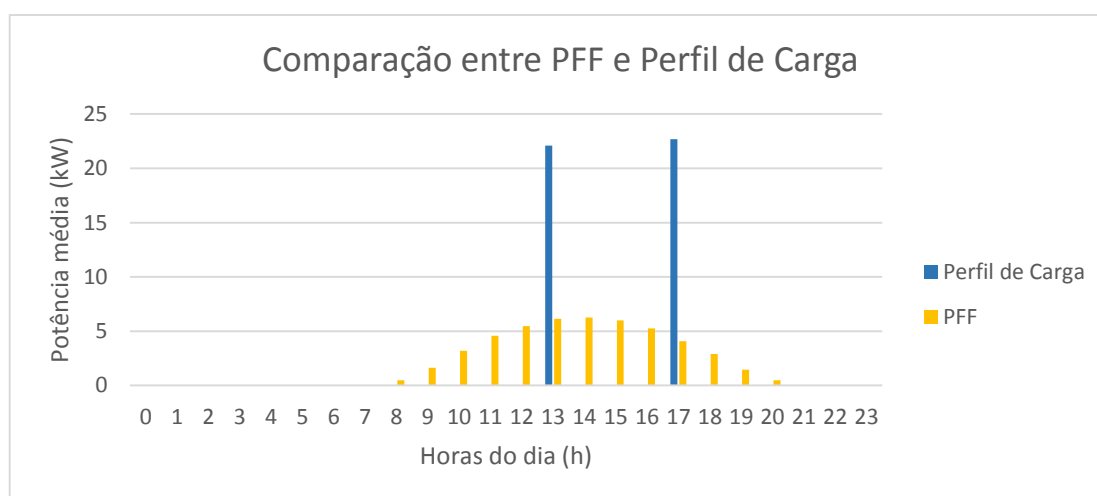


Gráfico 9 - Contraposição do perfil de carga com a potência fotovoltaica

Feita uma análise conclui-se que no Gráfico 9 o perfil de carga não é coincidente com a potência de produção dos PFF apresentando características bastante díspares. O perfil de carga, como seria de esperar, possui dois picos de potência bastante elevados que compreendem as horas em que, por norma, a EDIA coloca os VE's a abastecer. Como tal chega-se à conclusão que o regime adequado a este tipo de perfil é **UPP**.

O segundo requisito consiste em enquadrar o sistema num tipo de categoria, tal como é mencionado do enquadramento legal deste documento, tendo em conta que o sistema será utilizado para abastecer VE's enquadra-se na **categoria II**.

Numa UPP as relações e os valores retirados da legislação respeitantes a **potências** são os seguintes:

$$\text{Potência de injeção} \leq 250 \text{ kW} \text{ e a Potência de injeção} \leq \text{Potência Contratada}$$

Relativamente a valores de balanço de **energia por ano relativamente à RESP** a legislação informa que:

$$\text{Energia consumida} \geq 50\% \text{ da Energia produzida}$$

Isto significa que a lei **obriga a comprar da rede metade da energia vendida à rede**.

De realçar que, na legislação não contempla o uso de baterias, como tal, no cenário 1 nenhum esquema possuirá sistema de armazenamento, pelo contrário é injetado na rede.

Neste cenário simular-se-ão os diferentes ciclos: **ciclo horário** e **ciclo semanal**, bem como as várias tarifas, a saber, tarifa **simples**, **bi-horária** e **tri-horária**. Tendo por base as restrições **de potência** e **de energia** presentes na legislação e os valores que foram explicitados, simulou-se um cenário base ao qual se vão efetuar posteriormente as variações das diversas tarifas.

Cenário Base

Seguindo os valores, as relações de potência e de energia impostos pela legislação obtém-se assim o seguinte dimensionamento **21 kW** de potência instalada em PFF, a potência de injeção possui valor de **23 kW**. Outro aspeto a considerar é o facto de não existirem baterias no sistema, pois a legislação não contempla armazenamento. Neste cenário base apenas se vai efetuar uma análise energética, técnica e algumas comparações com o cenário A.

O Gráfico 10 apresenta a quantidade de energia produzida mensalmente pelos PFF e pela RESP.

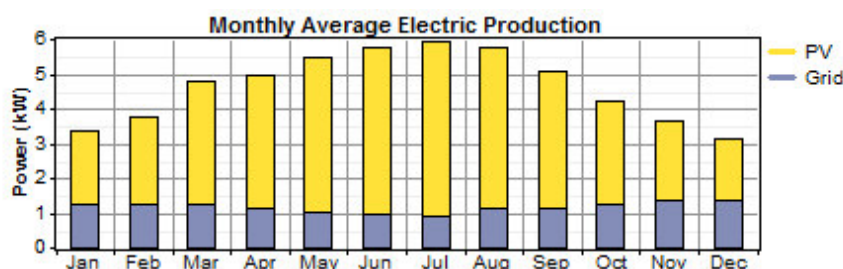


Gráfico 10 - potência média horária produzida pelos painéis fotovoltaicos e pela rede

Observa-se na Tabela 13 a produção energética produzida pelos PFF 30 615 kWh/ano, bem como a quantidade de energia comprada à RESP cujo valor é 10 308 kWh/ano.

Tabela 13 – Proveniência da energia

Component	Production	Fraction
	(kWh/yr)	
PV array	30,615	75%
Grid purchases	10,308	25%
Total	40,924	100%

Continuando, nas tabelas seguintes vigoram os valores relativos à carga. Assim, neste cenário B existem duas cargas, a carga efetiva para abastecer os VE's e a RESP, cujos valores se apresentam na tabela 14.

Tabela 14 - Destino da energia

Load	Consumption	Fraction
	(kWh/yr)	
AC primary load	16,151	43%
Grid sales	21,711	57%
Total	37,862	100%

Na Tabela 15 contém o excesso de eletricidade cujo valor é de 0.000106 kWh/ano. Comparativamente com o cenário A, é um valor bastante inferior, este é praticamente zero, como tal considera-se insignificante. No que diz respeito ao *Unmet load*, procedeu-se a uma análise horária detalhada e o valor máximo obtido foi 9.8 kW, situação bastante semelhante àquela que ocorre no cenário A. A nível de *capacity shortage*, o valor é mais elevado do que a solução ótima para este cenário, no entanto é compreensível uma vez que existem baterias e nem sempre a totalidade de energia produzida é possível injetar na rede, nomeadamente, nos picos de produção. Cumpre referir que, por contraposição ao cenário A este cenário é cerca de 75% renovável. Todos estes valores estão detalhados na Tabela 15.

Tabela 15 - Valores que permitem avaliar o desempenho do sistema

Quantity	Value	Units
Excess electricity	0.000106	kWh/yr
Unmet load	201	kWh/yr
Capacity shortage	728	kWh/yr
Renewable fraction	0.748	

Esta análise foi efetuada, apenas, a nível técnico e energético. No que se refere a nível económico vão detalhar-se os seguintes cenários com as várias tarifas. Isto irá originar uma alteração do preço a que se compra a energia e, consequentemente, dos valores económicos, permitindo assim uma análise mais pormenorizada. A nível de horário de carregamento, no cenário B vai manter-se o horário da rotina da EDIA. A nível técnico os valores foram selecionados com base em várias

iterações no *software HOMER*, até se obterem os valores de acordo com a legislação em vigor. Assim sendo, estes valores, serão parâmetros estancos nos próximos cenários a analisar.

Cenário Sem Ciclo com tarifa Simples

Neste cenário iniciou-se o estudo pela análise dos valores económicos que aparecem discriminados na Tabela 16, são eles: *NPC*, *LCOE* e *OC*. Estas designações já foram explicadas anteriormente. A principal vantagem deste sistema comparativamente com o do cenário anterior reside no facto de *OC* ser negativo, deste modo representa o lucro com a venda da energia à RESP.

Tabela 16 - Valores económicos

Total net present cost	\$ 33,448
Levelized cost of energy	\$ 0.162/kWh
Operating cost	\$ -726/yr

O gráfico presente na Figura 103 mostra detalhadamente a proveniência do valor *NPC*. Depreende-se, então, que quanto maior for em módulo o valor de *OC* for, menor será o valor de *NPC*.

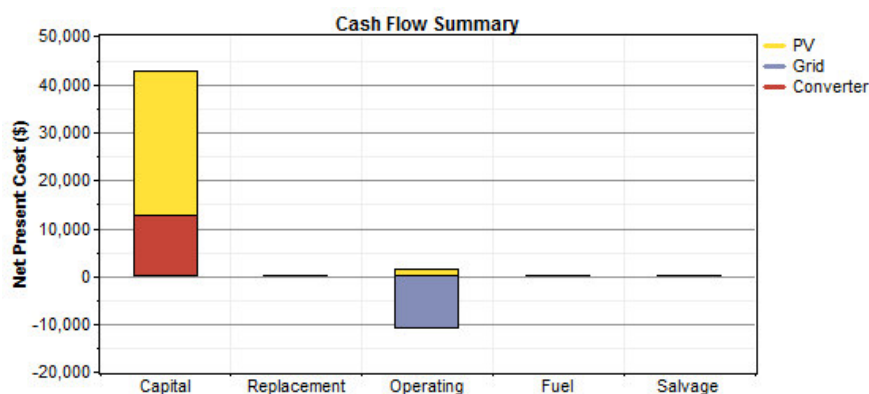


Figura 103 - Cash flow sumário da operação

Considerou-se bastante relevante detalhar a quantidade de energia que é comprada à rede **Energy Purchased**, assim como, energia vendida à RESP **Energy Sold** e ainda diferença entre a energia comprada e a energia vendida à RESP **Net Purchases**; bem como o valor em \$ da diferença do preço da quantidade comprada menos o preço da quantidade de energia vendida **Energy Charge**. Na Tabela 17 verifica-se que a quantidade de energia retirada da RESP é maior nos meses de menor incidência solar. Nos meses em que a produção de energia é elevada, a quantidade de energia vendida à RESP é superior e vice-versa. Quando o valor de **Net Purchases** for positivo significa que a energia comprada é superior à energia vendida, pelo contrário, quando o valor for negativo indica que a energia comprada é inferior à energia vendida. Neste caso, o único valor positivo foi em dezembro. Estes valores de quantidade de energia manter-se-ão em todos os cenários. Os valores da única coluna que vão variar são os de **Energy Charge**, porque se está a variar o tarifário.

Tabela 17 - Quantidade de energia comprada, vendida e a respetiva diferença entre elas e o lucro associado

Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Purchases (kWh)	Energy Charge (\$)
Jan	931	1,086	-155	28
Feb	844	1,173	-329	3
Mar	952	1,849	-897	-60
Apr	822	1,967	-1,145	-96
May	764	2,389	-1,625	-157
Jun	700	2,473	-1,773	-178
Jul	695	2,685	-1,990	-204
Aug	834	2,478	-1,645	-156
Sep	820	1,998	-1,178	-100
Oct	947	1,546	-599	-25
Nov	994	1,160	-166	30
Dec	1,006	908	98	62
Annual	10,308	21,711	-11,403	-853

O valor que servirá para efetuar a comparação dos vários cenários e, posteriormente, selecionar a melhor tarifa será o valor anual de **Energy Charge**. Quanto maior, em módulo, for o valor maior, será o lucro do sistema logo esta será a melhor tarifa a aplicar.

Ciclo diário com tarifa bi-horária

Aplicando a tarifa bi-horária com ciclo diário, os valores de *NPC*, *LCOE* e *OC* são respetivamente o que se encontram na Tabela 18.

Tabela 18 - Valores económicos

Total net present cost	\$ 38,719
Levelized cost of energy	\$ 0.188/kWh
Operating cost	\$ -314/yr

Fazendo uma análise comparativa com o cenário anterior, obtém-se que o valor de *OC* diminui em módulo e, consequentemente o *NPC* aumentou, bem como *LCOE*. No que respeita ao valor de *OC*, este valor é inferior ao anterior, tendo em conta que a tarifa bi-horária é mais compensatória para quando as utilizações são efetuadas durante a noite.

Observe-se o gráfico presente na Figura 104, no qual se encontram os valores mais detalhados, como se pode constatar a barra correspondente ao valor da *grid* é cerca de metade da barra anterior.

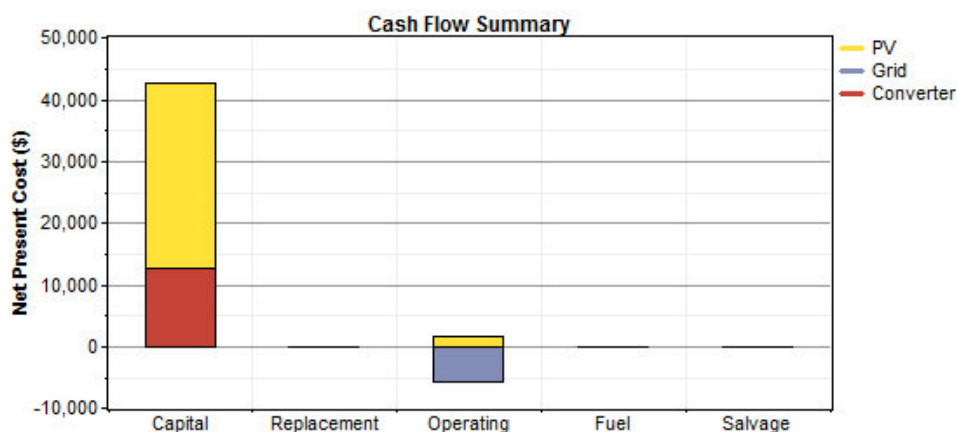


Figura 104 - Cash flow sumário da operação

Relativamente ao preço do valor de energia, **Energy Charge**, este é de **-441 \$**, comparando-se com o valor anterior, é cerca de metade, pelos motivos que foram apresentados anteriormente. A nível de balanço, pode-se verificar que os meses com menor lucro são janeiro, fevereiro, outubro, novembro e dezembro como seria expectável.

Tabela 19 - Quantidade de energia comprada, vendida e a respetiva diferença entre elas e o lucro associado

Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Purchases (kWh)	Energy Charge (\$)
Jan	931	1,086	-155	65
Feb	844	1,173	-329	36
Mar	952	1,849	-897	-22
Apr	822	1,967	-1,145	-63
May	764	2,389	-1,625	-126
Jun	700	2,473	-1,773	-150
Jul	695	2,685	-1,990	-176
Aug	834	2,478	-1,645	-122
Sep	820	1,998	-1,178	-68
Oct	947	1,546	-599	13
Nov	994	1,160	-166	70
Dec	1,006	908	98	102
Annual	10,308	21,711	-11,403	-441

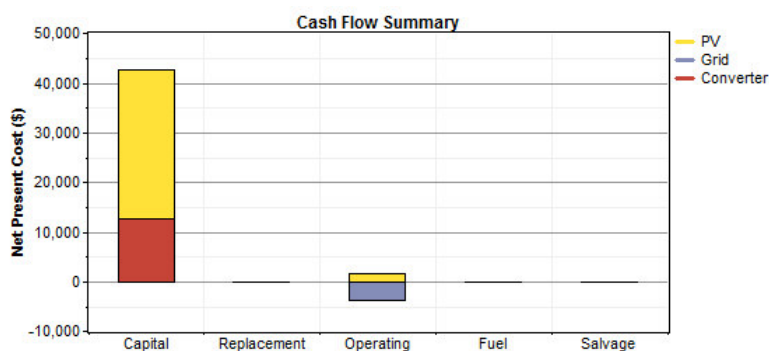
Ciclo diário com tarifa tri-horário

Ainda dentro do ciclo diário, mas agora com tarifa tri-horária, os valores de OC descem, em módulo, consideravelmente o que faz com que os restantes valores presentes na Tabela 20 aumentem.

Tabela 20 - Valores económicos

Total net present cost	\$ 40,582
Levelized cost of energy	\$ 0.197/kWh
Operating cost	\$ -168/yr

No que diz respeito ao *NPC*, pode ser analisado de uma forma mais detalhada no gráfico presente na Figura 105.

Figura 105 - *Cash flow* sumário da operação

Feita a análise, constata-se que o lucro anual é **-295 \$**, sendo este o valor mais baixo que se apresentou até ao momento. O que significa que para o ciclo diário com a tarifa tri-horária não é compensador.

Tabela 21 - Quantidade de energia comprada, vendida e a respetiva diferença entre elas e o lucro associado

Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Purchases (kWh)	Energy Charge (\$)
Jan	931	1,086	-155	47
Feb	844	1,173	-329	20
Mar	952	1,849	-897	-41
Apr	822	1,967	-1,145	-28
May	764	2,389	-1,625	-95
Jun	700	2,473	-1,773	-121
Jul	695	2,685	-1,990	-150
Aug	834	2,478	-1,645	-83
Sep	820	1,998	-1,178	-31
Oct	947	1,546	-599	56
Nov	994	1,160	-166	50
Dec	1,006	908	98	82
Annual	10,308	21,711	-11,403	-295

Ciclo semanal com tarifa bi-horária

Os resultados a seguir apresentados, são relativos a um ciclo semanal com tarifa bi-horária, pode-se observar que os valores apresentam mais lucro que o anterior, comparando com a tarifa bi-

horária, mas com ciclo diário o valor do lucro é o dobro. Poder-se-á concluir que o carregamento do VE é mais rentável no ciclo semanal do que o ciclo diário. Observe-se, então, a Tabela 22 cujos valores são, consideravelmente, mais interessantes.

Tabela 22 - Valores económico

Total net present cost	\$ 35,037
Levelized cost of energy	\$ 0.170/kWh
Operating cost	\$ -602/yr

No gráfico presente na Figura 106 apresenta-se o *NPC* mais pormenorizada, no qual se encontram os vários custos.

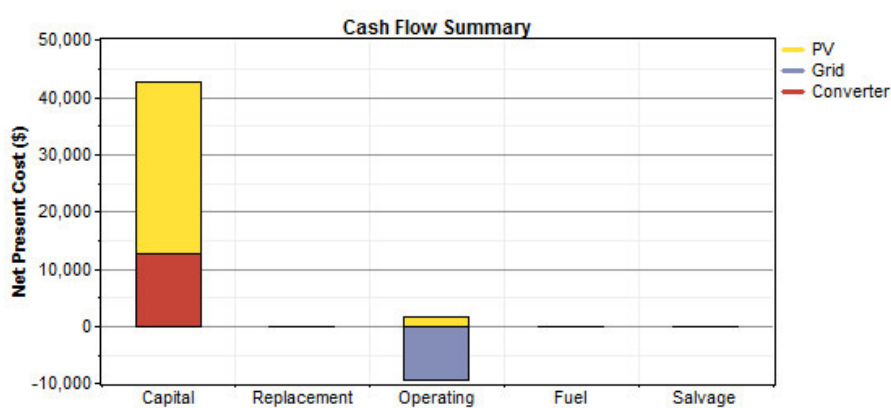


Figura 106 - *Cash flow* sumário da operação

No que concerne aos valores da energia, estes são iguais aos anteriores, contudo os valores correspondentes a nível económico são cerca de duas vezes superiores aos da tarifa bi-horária, apenas no ciclo diário. O lucro também é bastante mais compensador quando se seleciona o ciclo semanal em alternativa ao ciclo diário. Tal como se pode verificar na Tabela 23.

Tabela 23 - Quantidade de energia comprada, vendida e a respetiva diferença entre elas e o lucro associado

Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Purchases (kWh)	Energy Charge (\$)
Jan	931	1,086	-155	45
Feb	844	1,173	-329	15
Mar	952	1,849	-897	-50
Apr	822	1,967	-1,145	-89
May	764	2,389	-1,625	-145
Jun	700	2,473	-1,773	-169
Jul	695	2,685	-1,990	-195
Aug	834	2,478	-1,645	-144
Sep	820	1,998	-1,178	-98
Oct	947	1,546	-599	-13
Nov	994	1,160	-166	45
Dec	1,006	908	98	69
Annual	10,308	21,711	-11,403	-729

Ciclo semanal com tarifa tri-horária

A tarifa tri-horária do ciclo semanal apresenta os valores económicos presentes na Tabela 24.

Tabela 24 - Valores económicos

Total net present cost	\$ 33,138
Levelized cost of energy	\$ 0.161/kWh
Operating cost	\$ -750/yr

Os valores de *NPC* podem ser objeto de análise no gráfico que consta na Figura 107.

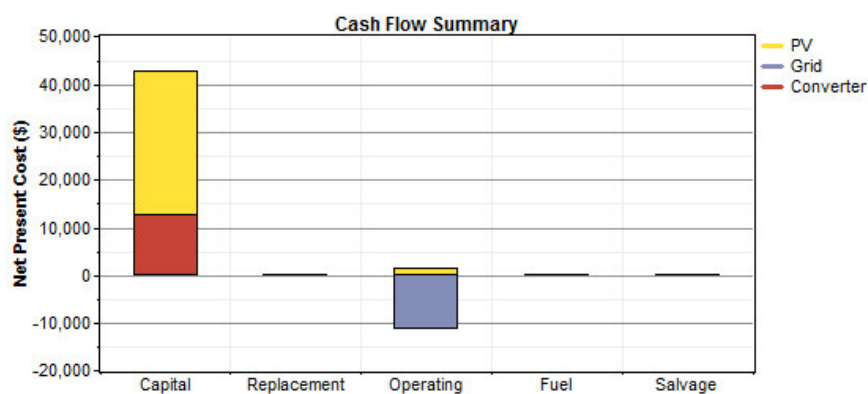


Figura 107 - Cash flow sumário da operação

O montante económico associado aos valores de energia encontram-se na Tabela 25, na qual se observa que o valor de lucro é -877 \$, sendo este o valor mais alto de todos, desta forma, esta será a melhor tarifa e o melhor ciclo.

Tabela 25 - Quantidade de energia comprada, vendida e a respetiva diferença entre elas e o lucro associado

Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Purchases (kWh)	Energy Charge (\$)
Jan	931	1,086	-155	30
Feb	844	1,173	-329	2
Mar	952	1,849	-897	-64
Apr	822	1,967	-1,145	-100
May	764	2,389	-1,625	-156
Jun	700	2,473	-1,773	-179
Jul	695	2,685	-1,990	-205
Aug	834	2,478	-1,645	-156
Sep	820	1,998	-1,178	-108
Oct	947	1,546	-599	-27
Nov	994	1,160	-166	30
Dec	1,006	908	98	55
Annual	10,308	21,711	-11,403	-877

Análise Comparativa dos cinco cenários

Para a seleção da melhor tarifa apenas se considerou fundamental comparar-se os vários valores de **Energy Charge**. Recordando, este valor consiste na diferença do preço entre a energia comprada e energia vendida, que se denomina vulgarmente de lucro. Atente-se no Gráfico 11, o qual ilustra a respetiva comparação entre as tarifas existentes.

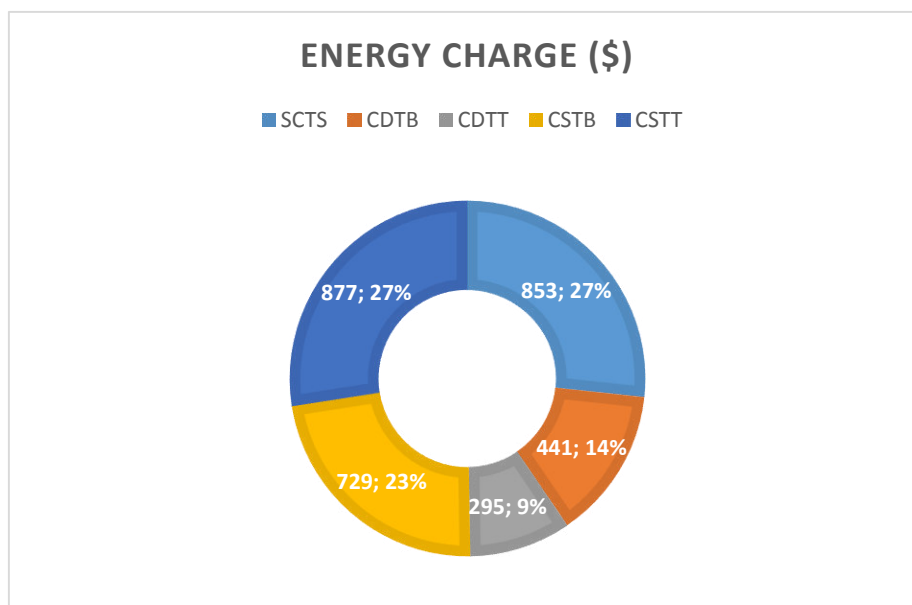


Gráfico 11 - Comparação do lucro das várias tarifas

Da análise do Gráfico 11 apresentado, depreende-se que as melhores tarifas são Sem Ciclo Tarifa Simples (SCTS) e Ciclo Semanal Tarifa Tri-horária (CSTT). Com especial ênfase à CSTT que apresenta um lucro ligeiramente superior. Não existe uma diferença significativa entre a SCTS e a CSTT, tendo em consideração que as tarifas são elaboradas com base em perfis de carga de uma habitação, ou de uma indústria, tendo estas perfis de carga específicos. Este perfil de dois carregamentos de VE's diariamente afasta-se dos padrões de perfis de carga habituais de energia, pois possui dois "picos" de potência diários de 23 kW, como tal é espectável que nenhuma tarifa apresente as condições ideais. Assim, conclui-se que o melhor cenário a nível de lucro direto é o CSTT, contudo dever-se-á efetuar uma comparação entre preços de contadores.

Caso o perfil de carga fosse mais vulgar, por exemplo semelhante a uma habitação esperar-se-ia um tarifário mais compatível e, conseqüentemente, mais rentável.

Cenário 2

No cenário2 propõe-se uma análise diferente daquela que foi realizada no cenário1. Isto acontece, em virtude de se descurar a legislação em vigor no cenário1. A análise principal do Cenário 2 prende-se com o estudo comparativo a nível económico e energético, para além disso, aferir aquele que apresentar uma maior rentabilidade. Para esse fim, vão equacionar-se as seguintes possibilidades: apostar na colocação de PFF e conectar à RESP apenas para vender o excedente; ou diminuir a colocação de PFF e abastecer os VE maioritariamente da RESP. É importante realçar que, tendo em atenção que não se irá contemplar a legislação, as tarifas atualmente em vigor não serão aplicáveis. Consideram-se, apenas, os valores das tarifas simples.

Cenário 2.1

Neste cenário a energia é produzida na totalidade através de PFF com conexão à RESP, apenas para vender o excedente, neste caso recorre-se a baterias para efetuar o armazenamento. Encontrada a solução para o Cenário A, verificou-se que havia um desperdício de energia muito elevada, então, a solução mais plausível foi conectar-se à rede. Tendo em conta que se procedeu a uma ligação à rede, houve necessidade de se aumentar o valor do inversor com o objetivo de disponibilizar a máxima energia para vender. Os resultados apresentam-se de seguida: a nível de dimensionamento do sistema obtiveram-se 51 kW de potência instalada e considerou-se que nada foi extraído da rede, esta funciona, exclusivamente, para vender o excedente. Foram colocadas nove baterias como se visualiza no seguinte quadro. Na respetiva tabela observa-se que a energia produzida pelo PFF é 74 354 kWh/ano, sendo apenas a única fonte de produção.

Tabela 26 - Proveniência da energia

PV Array 51 kW
Grid 0 kW
Battery 9 Hoppecke 24 OPzS 3000
Inverter 100 kW
Rectifier 100 kW

Component	Production	Fraction
	(kWh/yr)	
PV array	74,351	100%
Grid purchases	0	0%
Total	74,351	100%

Figura 108 - Valores técnicos do sistema

A nível energético o gráfico presente na Figura 109 apresenta a produção mensal durante um ano, como se pode constatar só ocorre produção fotovoltaica, não existe energia retirada da RESP.

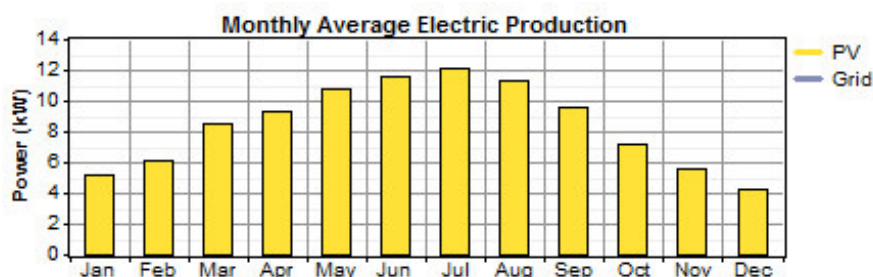


Figura 109 - Potência média horária produzida pelos painéis fotovoltaicos

A nível de consumo, por parte da carga, observa-se que 24% da energia produzida é consumida pela carga e 76% é vendida para a rede. A Tabela 27 ilustra esta situação.

Tabela 27 – Destino da energia

Load	Consumption	Fraction
	(kWh/yr)	
AC primary load	16,218	24%
Grid sales	50,029	76%
Total	66,246	100%

Observa-se na Tabela 28 que o excesso de eletricidade é bastante reduzido comparativamente ao cenário A. Os valores de **Unmet load** e **Capacity shortage** apresentados na Tabela 28 contrapondo com a solução ótima do cenário 1, integrado no cenário A, são duas vezes superiores. O valor superior de **Capacity shortage** justificar-se-á tendo em conta que, por vezes, as baterias estão completamente carregadas e não suportam mais energia; e simultaneamente a RESP não consegue receber toda a energia produzida. Para além disso, o **Unmet load** demonstra um valor considerável, pois não se está a retirar energia elétrica à RESP, nem se possui nenhum sistema de *backup*. Ainda assim, este valor de **Unmet load** garante que pelo menos metade de um VE é abastecido quando chega ao PCR.

Tabela 28 -Valores que permitem avaliar o desempenho do sistema

Quantity	Value	Units
Excess electricity	0.000123	kWh/yr
Unmet load	134	kWh/yr
Capacity shortage	309	kWh/yr
Renewable fraction	1.000	

Os valores económicos divulgados na Tabela 29 e no gráfico presente na Figura 110, observa-se que o valor de *NPC* aumenta ligeiramente, devido ao facto de se adicionar o a pagar pelas baterias. Contudo, o valor de *OC* cerca de cinco mil \$, o que se considera elevado como se verifica a barra correspondente à *grid* é mais elevada que no cenário 1.

Tabela 29 - Valores económicos

Total net present cost	\$ 31,247
Levelized cost of energy	\$ 0.151/kWh
Operating cost	\$ -5,687/yr

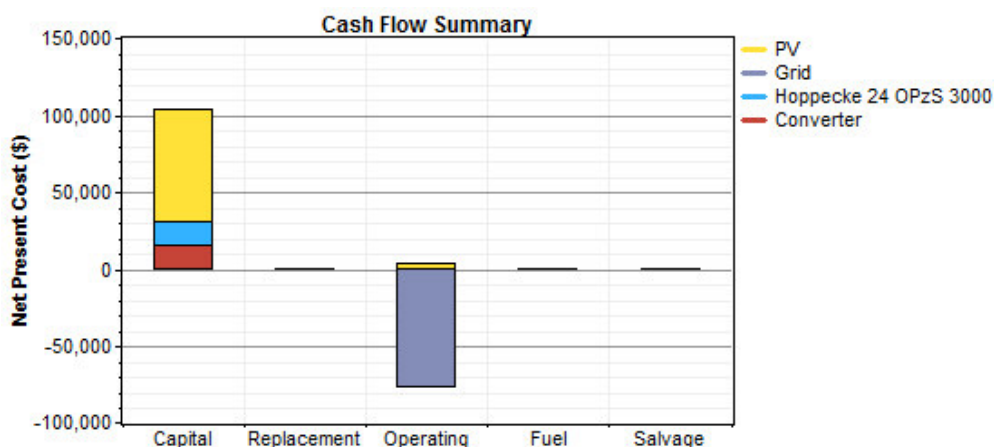


Figura 110 – Cash flow sumário da operação

Como já foi referenciado, no que concerne a este cenário apenas se vende energia para a rede e não se compra à rede, logo **Energy Purchased** é zero. Por esse motivo o valor de **Energy Charge** é sempre negativo e, no final do ano, o lucro é de cerca de 6 mil \$.

Tabela 30 - Quantidade de energia comprada, vendida e a respectiva diferença entre elas e o lucro associado

Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Purchases (kWh)	Energy Charge (\$)
Jan	0	2,113	-2,113	-254
Feb	0	2,436	-2,436	-292
Mar	0	4,170	-4,170	-500
Apr	0	4,642	-4,642	-557
May	0	5,855	-5,855	-703
Jun	0	6,164	-6,164	-740
Jul	0	6,770	-6,770	-812
Aug	0	6,053	-6,053	-726
Sep	0	4,767	-4,767	-572
Oct	0	3,356	-3,356	-403
Nov	0	2,202	-2,202	-264
Dec	0	1,502	-1,502	-180
Annual	0	50,029	-50,029	-6,003

Cenário 2.1.1

Este cenário assemelha-se ao anterior, no entanto não é necessário recorrer a baterias para efetuar o armazenamento de energia. Para conseguir abastecer a carga, após a retirada das baterias houve necessidade aumentar o número de PFF passando a potência instalada para 165 kW. Tendo em consideração que o número de PFF aumentou, urge aumentar a potência do inversor para 200 kW, continua-se a não retirar qualquer quantidade de energia da RESP. Este dimensionamento está detalhado na Figura 111. Na Tabela 31 pode-se inferir que a quantidade de energia produzida é 240 548 kWh/ano.

PV Array 165 kW
Grid 0 kW
Inverter 200 kW
Rectifier 200 kW

Figura 111 - Valores técnicos do sistema

Tabela 31 – Proveniência da energia

Component	Production (kWh/yr)	Fraction
PV array	240,548	100%
Grid purchases	0	0%
Total	240,548	100%

Relativamente aos valores de energia correspondentes a este sistema, podem observar-se no gráfico presente na Figura 112 os valores de energia produzida mensalmente.

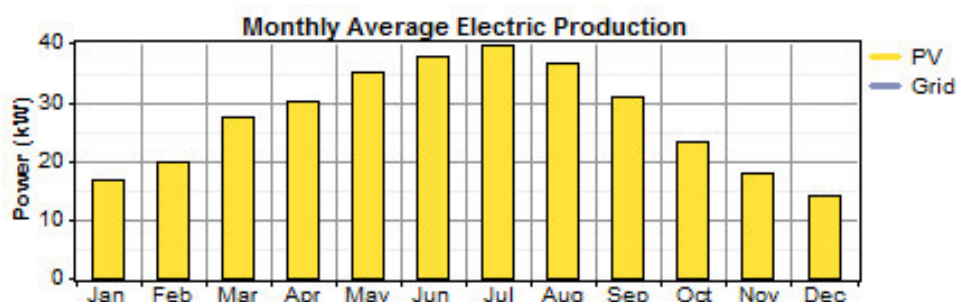


Figura 112 - Potência média horária produzida pelos painéis fotovoltaicos

A nível de consumo 7% é consumida pela carga e o restante é vendido à RESP como se observa na Tabela 32. Relativamente à percentagem de energia vendida à rede é bastante superior à quantidade de energia vendida à RESP no cenário anterior. Constata-se que a quantidade de energia aumenta de 50 029 kWh/ano para 201 043 kWh/ano. Este facto deve-se ao aumento do número de PFF, aproximadamente, para o dobro.

Tabela 32 - Destino da energia

Load	Consumption	Fraction
	(kWh/yr)	
AC primary load	15,451	7%
Grid sales	201,043	93%
Total	216,494	100%

Os dados que figuram na Tabela 33 indicam que não existe qualquer excesso de eletricidade, dado que o valor de excesso de eletricidade é negativo. Relativamente à **Capacity shortage** evidencia um valor bastante elevado, pois na altura de maior produção a RESP provavelmente não possui condições para “armazenar” toda a energia produzida. No que concerne ao valor de **Unmet load**, este não permite que todos os VE que cheguem ao PCR fiquem abastecidos pela metade. Tendo em conta que o valor máximo de **Unmet load** é 27 kWh, logo supera os 11 kWh necessários para abastecer metade de um VE.

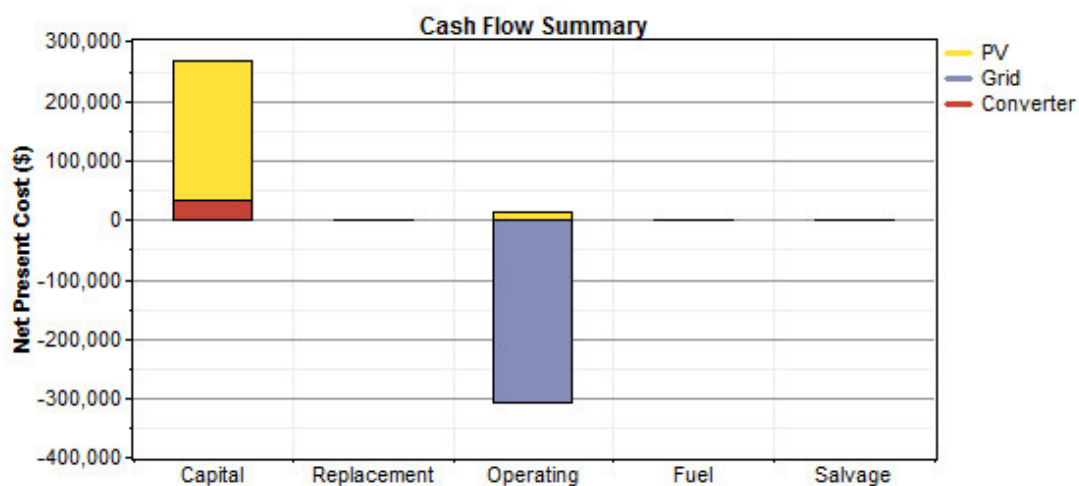
Tabela 33 - Valores que permitem avaliar o desempenho do sistema

Quantity	Value	Units
Excess electricity	-0.000160	kWh/yr
Unmet load	901	kWh/yr
Capacity shortage	1,642	kWh/yr
Renewable fraction	1.000	

No que diz respeito aos valores económicos, pode-se observar a seguinte Tabela 34 e gráfico apresenta na Figura 113. Importa referir que todos os valores presentes na tabela são negativos, isto significa que o *NPC* é negativo logo o projeto é economicamente inviável. Os custos do investimento inicial com PFF e com o inversor são cerca de 267 583 \$. Relativamente aos O&M acresce referir os custos de manutenção com os PFF, com o inversor e com a venda do excedente à RESP de -308 400 \$, isto resulta no valor de *NPC* de -28 149 \$. Este valor está relacionado com o montante dispendido com número de PFF, bem como a despesa associada à sua implementação.

Tabela 34 - Valores económicos

Total net present cost	\$ -28,149
Levelized cost of energy	\$ -0.143/kWh
Operating cost	\$ -23,134/yr

Figura 113 - *Cash flow* sumário da operação

No que diz respeito aos valores mensais da RESP, significa que em nenhum mês é comprada energia à mesma sendo o *Energy Purchased* 0. Neste caso os VE's são carregados e vende-se o excedente à RESP o que perfaz um total de *Energy Charge* de 24 125 \$. Sendo este o valor mais elevado de todos os cenários elaborados, ainda assim, não supera o *NPC*.

Tabela 35 - Quantidade de energia comprada, vendida e a respetiva diferença entre elas e o lucro associado

Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Purchases (kWh)	Energy Charge (\$)
Jan	0	10,076	-10,076	-1,209
Feb	0	10,877	-10,877	-1,305
Mar	0	17,030	-17,030	-2,044
Apr	0	18,277	-18,277	-2,193
May	0	22,117	-22,117	-2,654
Jun	0	23,027	-23,027	-2,763
Jul	0	25,036	-25,036	-3,004
Aug	0	23,034	-23,034	-2,764
Sep	0	18,655	-18,655	-2,239
Oct	0	14,183	-14,183	-1,702
Nov	0	10,498	-10,498	-1,260
Dec	0	8,233	-8,233	-988
Annual	0	201,043	-201,043	-24,125

Em suma, verifica-se que se o objetivo for não retirar energia da rede, o primeiro cenário é mais eficiente quer a nível energético quer a nível económico.

Cenário 2.2

O que se pretende com este cenário é diminuir a quantidade de PFF e conectar à RESP para abastecer os VE's. Pois verificou-se nos cenários anteriores que a não ligação à RESP provoca uma instabilidade elevada. Neste caso, a energia produzida será 50% pelos PFF e 50% energia comprada à RESP. Primeiramente, são utilizadas baterias para efetuar o armazenamento, depois de estipuladas estas condições, chegou-se aos valores de 48% da energia produzida pelos PFF e 52% comprada à RESP. Isto deu origem ao seguinte dimensionamento 10 kW de potência instalada e nove baterias. O que faz com que a produção dos PFF seja 14 579 kWh/ano e a energia que é retirada da rede seja 15 851 kWh/ano.

PV Array 10 kW
Grid 100 kW
Battery 9 Hoppecke 24 OPzS 3000
Inverter 100 kW
Rectifier 100 kW

Tabela 36 – Proveniência da energia

Component	Production (kWh/yr)	Fraction
PV array	14,579	48%
Grid purchases	15,851	52%
Total	30,430	100%

Figura 114 – Valores técnicos do sistema

Os valores de energia e a respetiva origem estão detalhados no seguinte gráfico presente da Figura 115, no qual se verifica uma flutuação no sentido em que nem sempre é constante mensalmente o valor da energia retirada da rede e aquele que é produzido pelos PFF.

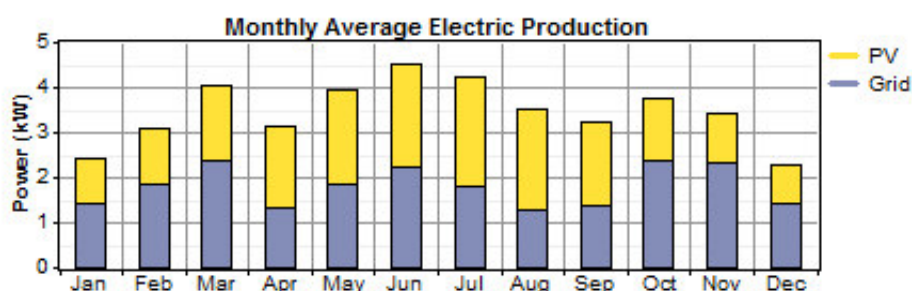


Figura 115 - Potência média horária produzida pelos painéis fotovoltaicos

A nível de consumo de carga a energia é distribuída por 60% para o carregamento dos VE's e 40% a energia é vendida à RESP como se verifica na Tabela 37.

Tabela 37 - Destino da energia

Load	Consumption	Fraction
	(kWh/yr)	
AC primary load	16,352	60%
Grid sales	11,078	40%
Total	27,430	100%

Como se pode verificar pela Tabela 38, já apresenta valores de energia mais satisfatórios, daqueles que se verificaram nos dois cenários anteriores. Como se constata os valores de excesso de energia cerca de zero. Relativamente a **Capacity shortage** o valor é zero e ainda de **Unmet load** também é bastante reduzido.

Tabela 38 - Valores que permitem avaliar o desempenho do sistema

Quantity	Value	Units
Excess electricity	0.000550	kWh/yr
Unmet load	0.0000124	kWh/yr
Capacity shortage	0.00	kWh/yr
Renewable fraction	0.479	

A nível económico os valores estão presentes na Tabela 39. O valor de *NPC* é um valor positivo, o que garante à partida que o sistema é viável. Contudo, o valor de *OC* é maior que zero, tendo em consideração que se está a retirar mais energia da RESP do que aquela que está a ser vendida. Relembrando que na tarifa que está a ser aplicada o preço de venda é inferior ao preço de compra. Contudo, o valor de *LCOE* sobe para o dobro. O gráfico presente na Figura 116 ilustra o exposto.

Tabela 39 - Valores económicos

Levelized cost of energy	\$ 0.305/kWh
Operating cost	\$ 1,435/yr

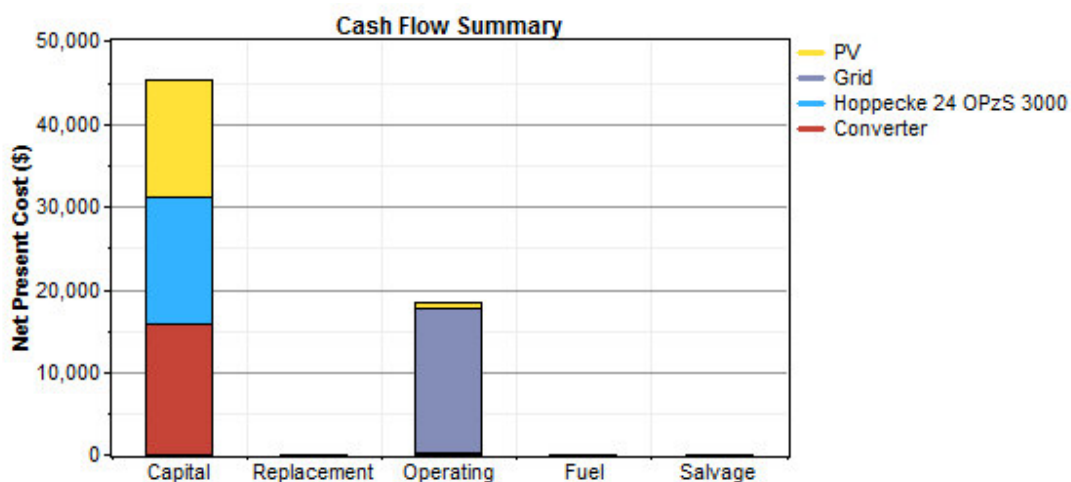


Figura 116 - Cash flow sumário da operação

Na Tabela 40 encontram-se de forma detalhada os valores associados à RESP. Desta forma, poder-se-á observar que a energia retirada da RESP é sempre superior à energia vendida à RESP. Logo significa que a **Net Purchases** é sempre positivo, exceto em julho devido à incidência solar ser superior. A situação supracitada demonstra que o sistema possui mais encargos do que lucros. Sendo o valor de **Energy Charge** de 1 365 \$.

Tabela 40 - Quantidade de energia comprada, vendida e a respetiva diferença entre elas e o lucro associado

Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Purchases (kWh)	Energy Charge (\$)
Jan	1,066	456	610	126
Feb	1,261	656	605	136
Mar	1,764	1,227	537	153
Apr	943	673	270	80
May	1,368	1,260	107	81
Jun	1,614	1,559	55	87
Jul	1,357	1,412	-55	61
Aug	973	855	118	63
Sep	977	710	268	81
Oct	1,758	1,119	639	165
Nov	1,694	877	817	183
Dec	1,076	274	802	150
Annual	15,851	11,078	4,773	1,365

Cenário 2.2.1

O presente cenário é igual ao anterior, mas neste caso, não se terá em atenção o armazenamento, será simulado o mesmo esquema, mas sem baterias. Por isso, o dimensionamento resulta em 9 kW de potência instalada. Tentou-se efetuar uma aproximação de tal forma que a percentagem de energia fornecida pelo PFF e pela rede fossem iguais ao anterior, contudo o valor mais próximo que se conseguiu atingir, encontram-se explicitados na Tabela 41. Verifica-se que a energia produzida pelo PFF é 13 121 kWh/ano e a energia que se retira da RESP é 13 835 kWh/ano, sendo assim 49% e 51% foram os valores mais próximo de 50% possíveis de obter.

Tabela 41 – Proveniência da energia

PV Array	9 kW
Grid	100 kW
Inverter	100 kW
Rectifier	100 kW

Figura 117 – Valores técnicos do sistema

Component	Production	Fraction
	(kWh/yr)	
PV array	13,121	49%
Grid purchases	13,835	51%
Total	26,956	100%

No gráfico presente na Figura 118 apresentado, pode-se analisar a fonte e a quantidade de energia produzida no sistema.

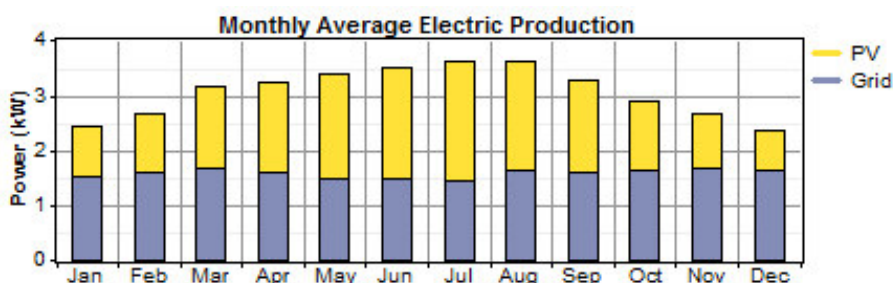


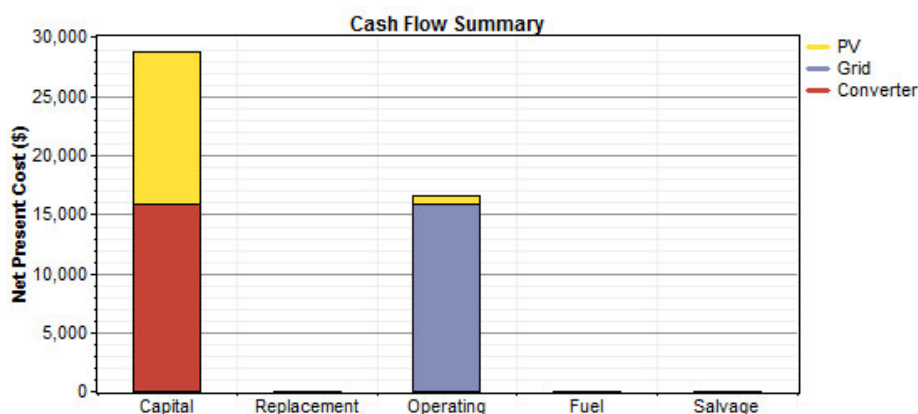
Figura 118 - Potência média horária produzida pelos painéis fotovoltaicos

Os valores económicos correspondentes apresentam-se na Tabela 42 e no gráfico da Figura 119, nos quais se verifica que o *NPC* é um valor positivo e inferior ao anterior. Relativamente a *LCOE* é inferior ao valor do cenário anterior, bem como os *OC* cujos valores são inferiores ao anterior, ainda assim são valores elevados e sem lucro tendo em atenção que se continua a retirar mais da rede do que a vender para a mesma.

Tabela 42 - Valores económicos

Total net present cost	\$ 45,275
Levelized cost of energy	\$ 0.217/kWh
Operating cost	\$ 1,292/yr

Pode-se verificar no gráfico presente na Figura 119 que o *NPC* é inferior derivado do facto do capital inicial ser inferior, tendo em atenção que não existe investimento em baterias. Os custos de operação com PFF e com a energia que se compra à RESP demonstram-se elevados. No que diz respeito ao consumo por parte da carga, existem dois tipos de carga: a primária, que consiste no abastecimento dos VE's, e o que se vende à RESP sendo esta uma espécie de carga secundária. Ainda assim, a energia que a carga consome é superior à energia que é vendida à RESP em cerca de 30%.

Figura 119 - *Cash flow* sumário da operação

A nível de eficiência energética, este sistema é ainda mais eficiente do que o anterior, tendo em consideração que todos os valores presentes na tabela se aproximam de zero. No entanto, este sistema contém apenas 48% de renovável como o anterior.

Tabela 44 – Destino da energia

Load	Consumption	Fraction
	(kWh/yr)	
AC primary load	16,352	64%
Grid sales	9,292	36%
Total	25,644	100%

Tabela 43 - Valores que permitem avaliar o desempenho do sistema

Quantity	Value	Units
Excess electricity	0.000200	kWh/yr
Unmet load	0.00	kWh/yr
Capacity shortage	0.00	kWh/yr
Renewable fraction	0.487	

A nível de energia elétrica constatou-se que a energia vendida à RESP é sempre inferior à energia comprada e que os valores são mais próximos nos meses de maio, junho, julho e agosto e o mais díspar decorreu em dezembro. O valor de *Energy Charge* anual é **1 237 \$**. Leia-se na Tabela 45.

Tabela 45 - Quantidade de energia comprada, vendida e a respetiva diferença entre elas e o lucro associado

Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Purchases (kWh)	Energy Charge (\$)
Jan	1,143	463	680	139
Feb	1,066	503	563	121
Mar	1,244	791	453	117
Apr	1,145	843	303	94
May	1,105	1,022	83	65
Jun	1,061	1,057	4	53
Jul	1,085	1,150	-65	46
Aug	1,220	1,061	159	80
Sep	1,147	856	291	92
Oct	1,205	661	544	125
Nov	1,210	497	713	146
Dec	1,205	389	816	158
Annual	13,835	9,292	4,543	1,237

Análise Comparativa dos quatro cenários

Após a elaboração dos quatro cenários, podem tiraram-se as conclusões que pareceram mais adequadas. Os estudos efetuaram-se com base na tarifa simples de energia, uma vez que, neste cenário, a legislação foi descurada optou-se por utilizar esta tarifa. Ainda assim, o que se pretende com estes quatro cenários consiste em analisar o que será mais compensatório a nível **económico** e **energético** os quais passo a elencar:

- a) Abastecer os dois VE's e vender o excedente para a RESP.
- b) A produção ser 50% da rede e outros 50% dos PFF vendendo o excedente à RESP.
- c) Averiguar a utilidade da colocação das baterias para o armazenamento.

O melhor cenário para cumprir o requisito a) é o cenário 2.1, na medida em que, apenas, vende o excedente para a rede, este cenário utiliza baterias para efetuar o armazenamento. Para o tópico b) o que melhor responde às necessidades é o cenário 2.2.1, neste compra-se e vende-se energia à RESP e não utiliza baterias, no entanto, a nível económico os valores são elevados. Assim, pode deduzir-se que quando não se retira energia da RESP para carregar os VE's, a colocação de baterias é fundamental, se os VE's forem também abastecidos através da rede não existe necessidade de baterias. Efetuando uma comparação entre os cenários 2.1 e 2.1.1 poder-se-á concluir que a nível energético o valor de *Unmet load* e o de *Capacity shortage* duplicam no cenário 2.1.1 pelo facto de se retirarem as baterias e de se introduzirem um número significativo de PFF. A nível económico o cenário 2.1 é viável, enquanto que o cenário 2.1.1 é completamente inviável, desta forma depreende-se que não compensa colocar uma quantidade tão grande de PFF para abastecer apenas dois VE's diariamente. Verifica-se que, neste contexto, o cenário 2.1 é aquele que apresenta melhores características. Efetuando, agora, uma comparação entre o cenário 2.2 e 2.2.1, contata-

se que ambos são recomendáveis a nível energético, contudo o cenário 2.2.1 apresenta melhores resultados, mas pouco relevantes. A nível económico o cenário 2.2.1 expõe os melhores valores, devido ao facto de não existir o investimento em baterias. Porém, não evidencia qualquer lucro com a venda da energia à rede, pois a compra é sempre superior à venda. O cenário 2.2 apresenta valores energéticos superiores aos do cenário 2.1, tendo em conta que se está a extrair alguma energia da rede para abastecer os dois VE's. Ainda assim, a nível económico o cenário 2.1 apresenta os resultados mais aliciantes.

4.6.3 – Escolha dos cenários a implementar no SMA

Para se efetuar a implementação no *software da marca SMA*, selecionaram-se as duas melhores soluções dos dois cenários simulados, ou seja, a melhor solução do cenário A e a melhor solução do cenário B. Isto significa que será simulada uma implementação de solução sem ligação à RESP que consiste no seguinte dimensionamento: 196 PFF com 9 baterias e o respetivo inversor. A outra solução escolhida foi a que teve em atenção a legislação em vigor, para aumentar a veracidade da simulação; esta possui ligação à RESP, bem como apresenta a tarifa mais rentável.

No *software Sunny Design Web* serão simulados dois tipos de sistemas, bem como ponderada a sua estabilidade e efetuada uma análise técnica. Serão também quantificados e qualificados os equipamentos, assim como a sua compatibilidade. De realçar que tentou-se ao máximo colocar os valores do *software HOMER* no *SMA*, no entanto há limitações impostas pelo *software SMA*.

4.7 – Emissões de CO₂

Tendo em conta que a empresa em estudo demonstrou bastante preocupação com a sustentabilidade ambiental, considerou-se essencial calcular-se a redução efetiva de CO₂.

Como foi apurado anteriormente na Tabela 4, a frota da EDIA atualmente, os 80 veículos poluem **334,32 toneladas de CO₂/ano**. Após o estudo efetuado nesta dissertação, poder-se-á verificar que no **Cenário A**, aquele cuja ligação à RESP é inexistente a redução de CO₂ é total, pois a energia é gerada a partir de fontes renováveis. No que diz respeito ao **Cenário B**, quando existe ligação à rede e se tem em conta a legislação, para quantificar a diminuição de CO₂ há necessidade de efetuar alguns cálculos. Sabe-se que para carregar os dois VE's, diariamente, há necessidade de retirar da rede 10 308 kWh/ano de energia como se comprova na Tabela 13.

Tendo por bases as seguintes relações existentes:

$$1) \quad 1kWh = 0,290 \text{ kgep} \qquad 2) \quad 1kgep = 0,025 \text{ ton eq de CO}_2$$

Logo, pelo ponto 1) $10\,308 \times 0,290 = 2980 \text{ kgep}$ que significa que $10\,308 \text{ kWh} = 2980 \text{ kgep}$

Tendo por base o ponto 2) sabe-se que 2980 kgep são **74,73 toneladas de CO₂/ano**.

Verifica-se, assim, uma redução de 334,32 ton de CO₂/ano para 74,73 ton de CO₂/ano.

Capítulo 5 – Implementação da Solução Proposta

5.1 - Inputs inerente ao software Sunny Design Web

Dados meteorológicos

Este software permite selecionar três regiões Faro, Lisboa e Porto. Decidiu-se implementar no distrito de Faro por ser a região a nível climático mais semelhante a Beja. O *software* gera internamente os dados meteorológicos correspondentes.

Perfil de carga

Para elaborar o perfil de carga efetuou-se uma folha de *Excel* que gerasse o perfil horário com uma potência de 23 kW duas vezes por dia. Daí resulta o perfil de carga por estação do ano, observável na Figura 120.

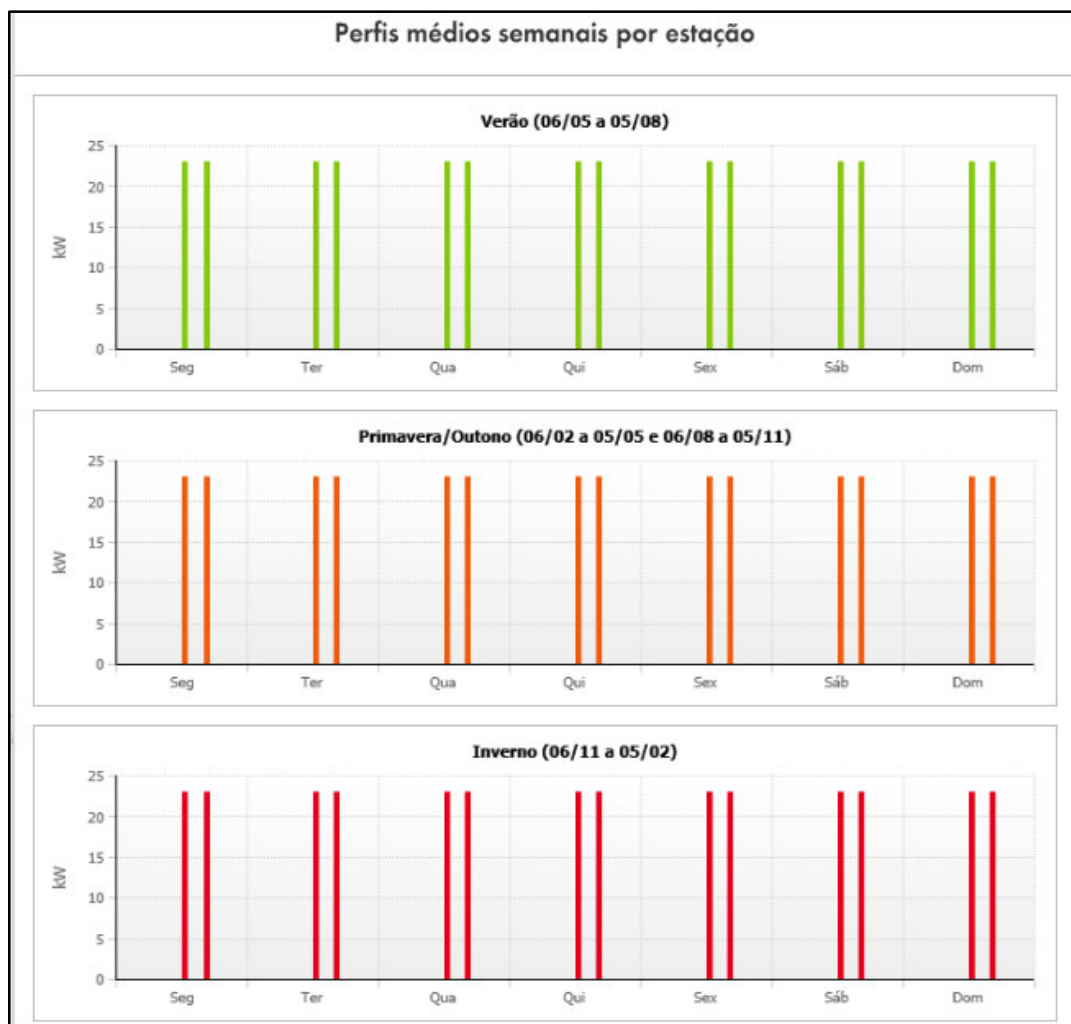


Figura 120 - Perfil de carga dos cenários a implementar para as várias estações do ano

Dados dos PFF

De acordo com as simulações que foram efetuadas no HOMER e relativamente às características do tipo de painel a utilizar, decidiu-se aproximar por um PF que possuisse a mesma potência de pico de 0,26 kWp. Pode-se fazer uma aproximação e considerar o tipo de montagem livre: o PFF está virado a sul, o azimute é 0° e a inclinação é 12°. Como se observa na seguinte Figura 121.

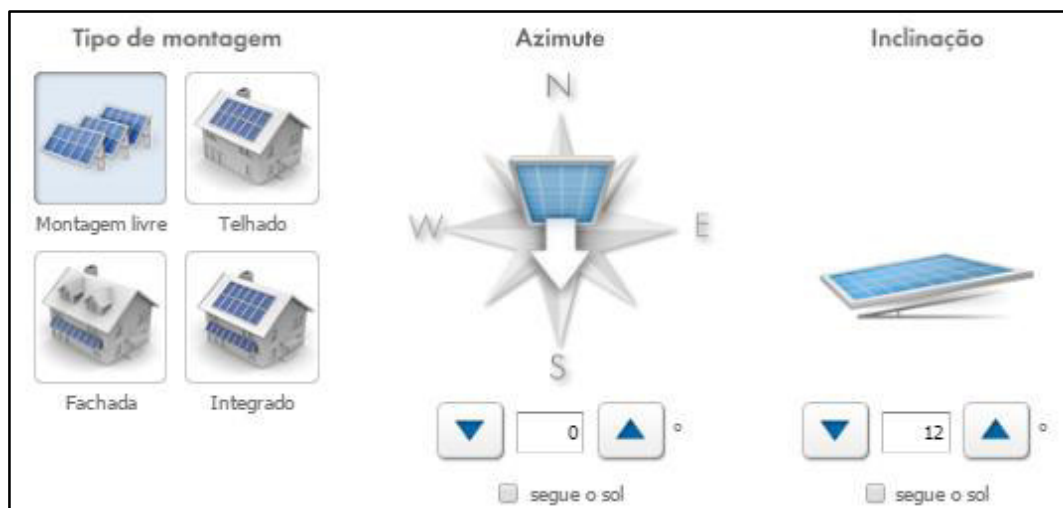


Figura 121 - Detalhes técnicos dos PFF a implementar

Tipologia do sistema a simular

O *software* possibilita a simulação de quatro tipologias de sistema presente na Figura 122, onde nesta dissertação serão apenas utilizados dois deles, o primeiro (Projeto fotovoltaico) para o cenário B, cenário em que existe conexão com a rede elétrica em regime UPP, e o terceiro (Projeto fotovoltaico sem ligação à rede) para o cenário A, no qual não há conexão à rede elétrica, possui apenas as baterias para armazenar a energia.

	Projecto fotovoltaico Dimensionar sistema fotovoltaico sem autoconsumo
	Projecto fotovoltaico com autoconsumo Dimensionar sistema fotovoltaico com autoconsumo
	Projecto fotovoltaico sem ligação à rede Dimensionar sistema de rede isolada
	Projecto híbrido fotovoltaico Dimensionar sistema híbrido fotovoltaico

Figura 122 - Seleção da tipologia de sistema a implementar

5.2 - Implementação do Cenário A

Observe-se o esquema técnico presente na Figura 123, no qual se encontram os PF seguidos do inversor, de seguida visualiza-se uma caixa cinza que é responsável pela gestão do sistema de armazenamento. De destacar que este esquema se destina a habitações. Na presente dissertação a carga é um posto de carregamento rápido e não uma habitação como demonstra a Figura 123.

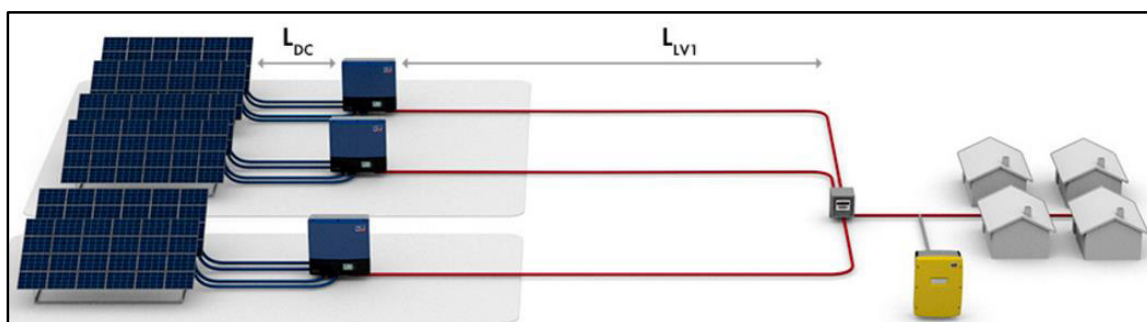


Figura 123 - Esquema elétrico de um sistema *off-grid*

-Vista geral do sistema

O sistema é constituído por 192 PF, três inversores, um *MC- Box* e seis *Sunny Island*. Todos os equipamentos serão explicados com mais detalhe no tópico seguinte, bem como as respetivas quantidades dos equipamentos supracitados podem visualizar-se na Figura 124.




192 x BenQ Solar PM 060M00-260 (UL) (01/2014) (Gerador fotovoltaico 1)		
Azimute: 0 °, Inclinação: 12 °, Tipo de montagem: Montagem livre, Potência de pico: 49,92 kWp		
	3 x STP 20000TL-30	
Sistema de armazenamento		
	1 x MC-Box-12.3-20	Baterias: Chumbo
	6 x Sunny Island 8.0H	Capacidade nominal total: 108,00 kWh (corresponde a 2250 Ah com C10)
		Daí utilizável: 54,00 kWh (corresponde a 1125 Ah com C10)

Figura 124 – Detalhe técnico e quantitativo do esquema elétrico

-Dados de Dimensionamento do sistema Fotovoltaico

Serão colocados 192 PF efetuando na totalidade uma potência de pico de 49,92 kWp, colocando três inversores com uma potência nominal de na totalidade perfaz 60 kW, cada inversor possui uma potência de aproximadamente de 20 kW, tendo em conta que são três obtém-se o valor de 60 kW. Esta quantidade de PFF proporciona uma energia disponível máxima de 92 863,90 kWh onde o factor de utilização de energia é 100%, tendo em conta que a energia fotovoltaica é a única fonte do sistema. O valor de carga desequilibrada, por carga desequilibrada entende-se quantidade de potência que não foi entregue à carga, é 0 VA. Da energia produzida a que se utiliza é 17 149,54 kWh o que corresponde a 18,5 % de toda a energia produzida no sistema. Importa referenciar que durante o dia a percentagem de fornecimento de energia é 100 %.

A nível de organização do sistema o inversor possui duas entradas, entrada A e entrada B. Na entrada A existem três *strings* cada uma com 10 módulos fotovoltaicos perfazendo uma potência de pico de 7,80 kWp enquanto que na entrada B existem duas *strings* cada uma com 17 módulos atingindo uma potência de pico de 8,84 kWp. A tensão máxima na entrada A do inversor é 404 V e na entrada B 687 V e as respetivas correntes 25,4 A e 16,9 A. Como se detalha na Figura 125.

	Entrada A:	Entrada B:
Número de strings:	3	2
Módulos fotovoltaicos por string:	10	17
Potência de pico (entrada):	7,80 kWp	8,84 kWp
Tensão FV típica:	✓ 291 V	✓ 495 V
Tensão FV mín.:	272 V	462 V
Potência CC mín. (tensão de rede 230 V):	150 V	150 V
Tensão FV máx.:	✓ 404 V	✓ 687 V
Tensão CC máx.:	1000 V	1000 V
Corrente máx. do gerador FV:	✓ 25,4 A	✓ 16,9 A
Corrente máx. de CC:	33 A	33 A

Figura 125 – Definições detalhada de organização, tensão, potência e corrente

-Estabilidade do sistema

O sistema é estável tendo em conta que existe compatibilidade entre os componentes, como se verifica na Figura 126 a relação entre a potência nominal dos inversores fotovoltaicos e os inversores das baterias é 1,67. Este valor encontra-se dentro do limite a verde, ou seja dentro do valor aceitável para ser um sistema estável.

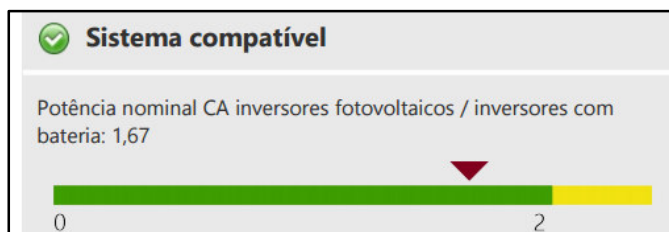


Figura 126 - Esquema de estabilidade, relação entre inversores fotovoltaicos e inversores com baterias

Relativamente à capacidade útil de armazenamento perfaz 54 kWh, o que corresponde às 9 baterias 6 kWh cada uma. No que diz respeito à energia permanecer nas baterias, esta fica armazenada nas baterias durante um dia, esta situação apresenta-se compatível, pois o cursor está na área verde como se verifica na Figura 127.

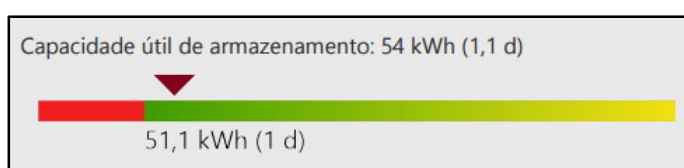


Figura 127 – Esquema de avaliação da capacidade de armazenamento do sistema

A nível dos valores das características do inversor e do armazenamento observam-se os valores presentes na Tabela 46.

Tabela 46 - Potência nominal de cada equipamento

Equipamento	Potência nominal CA (kW)
Inversores fotovoltaico	60
Armazenamento	36
Sistema Total	96

- Sistema de Armazenamento

Tendo em conta que não existe ligação à rede é necessário um sistema de armazenamento que é composto por baterias de chumbo. Com uma capacidade total de 108 kWh o que corresponde a 2250 Ah, desta apenas 50% é utilizado o que faz 54 kWh que corresponde a 1125 Ah. Especificando,

os componentes do sistema de armazenamento são os seguintes 6 *Sunny Island 8.0H* o que necessita de uma *MC-Box-12.3-20* para se encarregar da gestão dos mesmos. A Figura 128 descreve detalhadamente o sistema de armazenamento.

Acumulador			
Baterias:		Chumbo	
Capacidade nominal total:		108,00 kWh (corresponde a 2250 Ah com C10)	
Daí utilizável:		54,00 kWh (corresponde a 1125 Ah com C10)	
Componentes do sistema			
	Aparelho	Configurações por cluster/aparelho	
Multiclustor Box	 MC-Box-12.3-20		
Cluster 1	 3 x Sunny Island 8.0H	Baterias:	Chumbo
Cluster 2	 3 x Sunny Island 8.0H	Capacidade:	54,00 kWh (corresponde a 1125 Ah com C10)
		Daí utilizável:	50 % (corresponde a 563 Ah com C10)

Figura 128 - Descrição detalhada do sistema de armazenamento

5.3 - Implementação do Cenário B

O cenário B é um sistema em que existe uma conexão à RESP, logo no *software* foi selecionada esta funcionalidade e o sistema é representado na Figura 129. Tendo em conta que o cenário segue a legislação e o que é uma UPP. Este esquema apresenta-se mais simples que o anterior com a remoção das baterias.

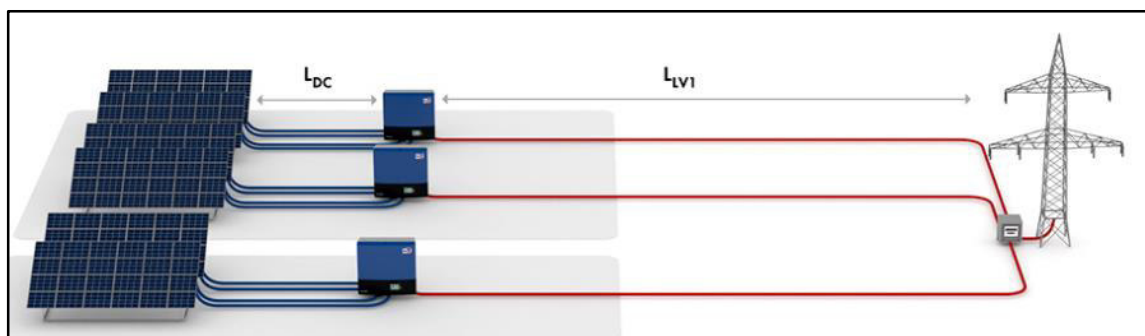


Figura 129 - Esquema elétrico de um sistema *on-grid*

-Vista geral do sistema

O sistema é constituído por 80 PFF e apenas um inversor, como descreve a Figura 130.

80 x BenQ Solar PM 060M00-260 (UL) (01/2014) (Gerador fotovoltaico 1)	
Azimute: 0 °, Inclinação: 12 °, Tipo de montagem: Montagem livre, Potência de pico: 20,80 kWp	
	1 x STP 25000TL-30

Figura 130 - Detalhe técnico e quantitativo do esquema elétrico

-Dados de Dimensionamento do sistema Fotovoltaico

Para o dimensionamento são colocados 80 PF com 0,26 kWp o que perfaz o total de 20,80 kWp. Com um inversor que possui 25 kW de potência .

Sendo o rácio de desempenho é 89% e o rendimento energético 1878 kWh/kWp e não existe nenhum valor de carga desequilibrada.

A configuração do PF apresenta-se na Figura 131.

	Entrada A:	Entrada B:
Número de strings:	2	2
Módulos fotovoltaicos por string:	20	20
Potência de pico (entrada):	10,40 kWp	10,40 kWp
Tensão FV típica:	✓ 582 V	✓ 582 V
Tensão FV mín.:	543 V	543 V
Potência CC mín. (tensão de rede 230 V):	150 V	150 V
Tensão FV máx.:	✓ 808 V	✓ 808 V
Tensão CC máx.:	1000 V	1000 V
Corrente máx. do gerador FV:	✓ 16,9 A	✓ 16,9 A
Corrente máx. de CC:	33 A	33 A

Figura 131 – Definições detalhada de organização, tensão, potência e corrente

E o inversor possui duas entradas em cada uma com duas strings com 20 PF cada string efetuando assim uma potência de pico de 10.40 kWp. Os outros valores de tensão e corrente estão explícitos na Figura 133.

-Estabilidade do sistema

O sistema é estável tendo em conta que o sistema fotovoltaico é compatível com o inversor garantindo assim a estabilidade do sistema.

Relativamente ao desempenho a razão de potência nominal entre os PF e o inversor é 123 %, como representa o cursor este valor está numa zona limite aceitável. No que concerne à eficiência do inversor este é de 98.1% o que é bastante elevado fazendo com que o sistema seja bastante viável.

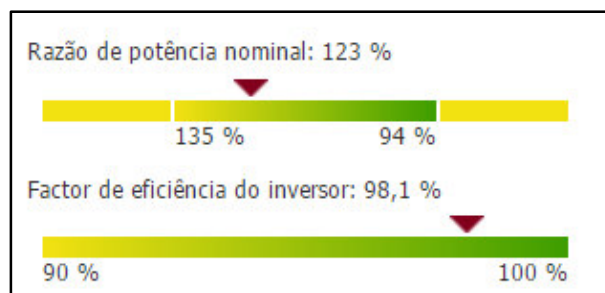


Figura 132 – Razão da potência nominal e do fator da eficiência do inversor

Na Figura 133 está a prova que o sistema fotovoltaico e o inversor são compatíveis e ainda as respectivas potências, tensões e correntes.

 Sistema fotovoltaico / Inversor compatíveis			
Parâmetros	Inversor	Entrada A	Entrada B
Potência máx. CC	25,55 kW	10,40 kWp	10,40 kWp
Potência CC mín.	150 V	543 V	543 V
Tensão FV típica		 582 V	 582 V
Tensão CC máx. (FV)	1000 V	 808 V	 808 V
Corrente máx. de CC (A/B)	33/33 A	 16,9 A	 16,9 A

Figura 133 – Valores de potência, tensão e corrente que possibilitam a verificação da compatibilidade entre sistema fotovoltaico e inversor

5.4 - Componentes SMA utilizados na implementação

Para que a implementação seja possível, é necessário utilizar os equipamentos recomendados pelo *software* como tal vai fazer-se uma breve explicação de cada um dos componentes.

5.4.1 – Inversor

Sunny Tripower

Os inversores utilizados foram ambos *Sunny Tripower*, observável na Figura 134, contudo de modelos e potências diferentes, sendo eles *Sunny Tripower* 20000TL e 25000TL usados no cenário A e no cenário B respetivamente. Este inversor é bastante utilizado para grandes sistemas comerciais e centrais fotovoltaicas, sendo o inversor ideal tendo em conta que a sua eficiência é cerca de 98.4 %. Oferece uma elevada flexibilidade de dimensionamento e compatibilidade com bastantes módulos fotovoltaicos, devido ao seu conceito *multistring* e a um intervalo de tensão de entrada elevada. Na curva de rendimento apresenta-se na Figura 135, pode está representado o rendimento em função do rácio entre a potência de saída e potência estipulada (41).



Figura 134 – Inversor Sunny Tripower da marca SMA (41)

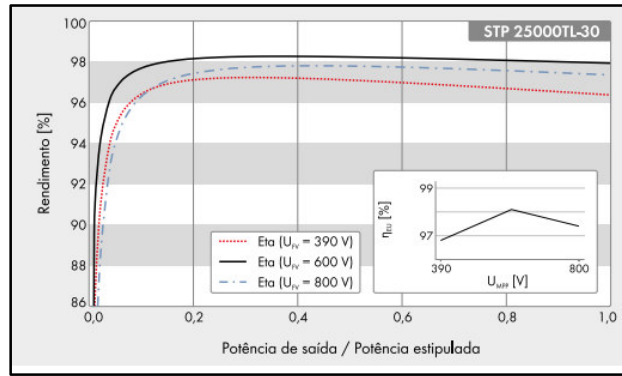


Figura 135 – Características específicas do inversor da Figura 134 (41)

No que concerne a dados técnicos, os valores de potência de entrada são cerca de 200 00 W e 250 00 W respetivamente, a tensão de entrada é 1000 V em ambos. A potência de saída é 200 00W e 25000W. Como se pode analisar todos os detalhes técnicos no respetivo *datasheet* (41).

5.4.2 – Armazenamento

SMA Sunny Island

Existem dois modelos de *Sunny Island* 6.0H e 8.0H ambos funcionam como armazenamento do sistema. Este componente permite efetuar o armazenamento *off-grid* e *on-grid*. Como se tinha verificado anteriormente a tensão nominal da bateria 48 V. Possui ainda a função de inversor isto permite-lhe a colocação em sistemas em que a corrente seja AC (42).



Figura 136 – Sunny Island da marca SMA (42)

Um *Sunny Island* é uma bateria bi-direcional com inversor conseguindo assim combinar um inversor com o carregamento de bateria. Este *Sunny Island battery inverter* é o componente mais importante do sistema *off-grid*. Em conjunto com um *array* de baterias, o *Sunny Island* forma um sistema independente de corrente AC que se torna acessível aos consumidores (42). Este componente é simples, robusto e flexível. O *Sunny Island* consiste num gestor de rede e baterias que controla um sistema *off-grid*. Os dispositivos podem ser instalados dentro ou fora de casa o que é vantajoso, tendo em conta que neste caso será implementado no exterior (43).

Este equipamento possui uma compensação automática para a potência reativa, isto processa-se da seguinte forma: apresenta um deslocamento de fase entre -90 e +90 graus o que possibilita dois estados, a saber, estado capacitivo e estado indutivo. Se for necessário o *Sunny Island* converte a potência nominal em potência reativa de acordo com a natureza da carga. Quando as baterias se encontram carregadas e o consumo de eletricidade pela carga é baixo, o *Sunny Island* automaticamente reduz a produção de energia pelas fontes renováveis. Este componente acrescenta elevada independência ao sistema onde está inserido, apresentando a seguinte característica inovadora, a rapidez. Em cerca de 30 minutos consegue-se acumular uma potência de 6000 W e 8000 W. E, ainda, um bom *design* que protege contra as flutuações de carga.



Figura 137 – Sunny Island com as respetivas baterias (42)

Relativamente às principais vantagens do *Sunny Island* são:

- Possibilidade de serem colocados em sistemas *off-grid* com uma potência entre 2 kW e 300 kW.
- A sua fonte pode ser tanto corrente AC como DC, monofásica ou trifásica.
- Baixo consumo de energia para a sua manutenção.
- O tempo de vida é maximizado tendo em conta uma gestão inteligente.
- Fácil implementação (42).

Nos casos em que a carga não é simétrica, faz com que seja necessária uma ligação trifásica, ainda assim este não significa que seja um problema como se verifica na Figura 138. Está comprovado que uma ligação trifásica é mais eficiente no que concerne a transportar elevadas quantidades de corrente em ambos os sistemas *off-grid* e *on-grid*. No caso de um sistema *off-grid*, são utilizadas elevadas potências de saída conectando-se com três inversores *Sunny Island* e um *cluster*. Retomando a Figura 138, um *Sunny Island* atua como *master* impondo o valor da frequência, enquanto os outros dois *Sunny Island* funcionam como *slaves* obedecendo ao valor de frequência imposto pelo *master*. A sincronização é feita por uma via especial entre os vários dispositivos.

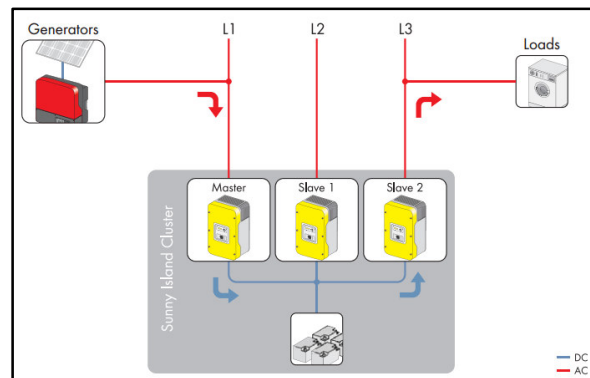


Figura 138 - Barramentos de ligação entre PF, Sunny Island, baterias e carga (44)

Multicluster Box

As MC-Box são responsáveis pela gestão dos vários Sunny Island, na Figura 139 apresenta-se como a caixa branca, estão divididas em três classes de potências. Pode-se descrever como uma pré-configuração de uma distribuição AC, desencadeia uma ligação com os componentes AC: gerador, gerador de energia renovável, turbina eólica ou hidroelétrica, cargas e uma determinada quantidade de *clusters* que pode variar entre dois e doze de acordo com as necessidades. De salientar que cada *cluster* comporta três Sunny Island. Na Figura 139 observa-se que a MC-Box é aplicável a qualquer fonte de energia renovável fotovoltaica, eólica e gerador a diesel. Seguido do inversor que se liga de uma forma unidirecional da fonte de energia para a MC-Box. A MC-Box estabelece uma relação bidirecional com o Sunny Island e estes estabelecem uma relação bidirecional com as baterias. Com o gerador de *backup* e com a carga possui a MC-Box possui uma relação unidirecional (44).

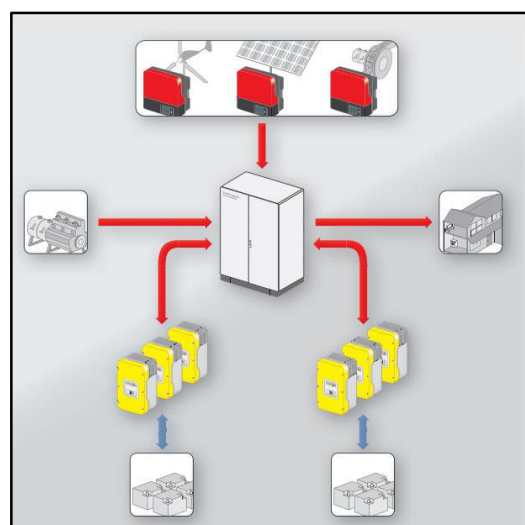


Figura 139 – Esquema de interação da MC-Box (44)

A diferença entre as várias versões da *Mc-Box* resulta da diferença do número de *clusters* com que está conectado e com a dimensão dos respetivos componentes. Como se observa na Figura 140 é um *Mc-Box* conectada com três *clusters* cada um com três *Sunny Island*.

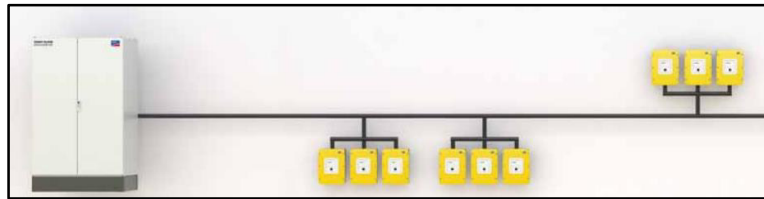


Figura 140 – MC-Box com três *clusters* e com nove *Sunny Island* (44)

Capítulo 6 – Conclusões e Trabalhos Futuros

6.1- Conclusões

Após a realização desta dissertação, conclui-se que a introdução de VE's na frota da EDIA apresenta-se como uma medida viável e sustentável, tendo por base o estudo efetuado e, futuramente, investir numa frota elétrica. Se apenas se efetuar uma configuração mínima de PFF em cada uma das onze localizações, o impacto da mobilidade elétrica na região seria bastante relevante. Se se optar por uma solução sem ligação à RESP, Cenário A, a redução de CO₂ emitida pela frota da EDIA é total, não contabilizando o CO₂ emitido na fabricação dos equipamentos. Caso o cenário escolhido seja o Cenário B, com ligação à RESP, a redução de emissões de CO₂ pela frota é cerca de 80%. No entanto, o sistema melhora bastante a sua rentabilidade e eficiência quando conectado à rede elétrica, ainda assim tem que cumprir a legislação em vigor.

A região de Beja e Évora é escassa a nível de PCR's, assim sendo, a colocação dos PCR's nas imediações do Alqueva é bastante útil para a frota da EDIA e, caso se abrisse ao público, facilitaria uma proliferação dos VE's em Portugal, tendo em conta que nem todas as zonas do país estão devidamente equipadas com PCR's.

Todos os cenários elaborados foram pertinentes possibilitando que, no Cenário A, se concluísse que o **facto de não estar ligado à rede seria inviável**, uma vez que traria um desperdício de energia muito elevado.

De forma efetuar uma **comparação** quantitativa e percentual relativamente **aos valores do Cenário A e do Cenário B**, o **excesso de eletricidade sem ligação à rede é 61969 kWh/ano** e com a conexão à rede este excesso reduz para o valor de **0,00106 kWh/ano**, sendo esta diminuição praticamente de 100%. Relativamente ao **custo da energia**, no momento em que se liga à rede, este **diminui cerca de 65%** em relação ao custo da energia quando não há qualquer conexão à rede. Uma das desvantagens da ligação com a rede consiste em o sistema deixar de ser 100% renovável e passa para 74% renovável.

O Cenário B permitiu que se efetuasse uma comparação deste sistema com e sem legislação, assim sendo, concluiu-se que sem legislação o sistema traria mais lucro. Contudo, para aumentar a veracidade do estudo optou-se por implementar o cenário com legislação. Cumprindo-se a legislação a melhor tarifa é Sem Ciclo tarifa tri-horária (SCTT).

Em suma, a EDIA terá toda a vantagem em colocar o esquema elétrico proposto neste estudo tendo em atenção que existirá uma poupança a nível de combustível e, ainda, lhe trará lucro se ponderar vender a energia para abastecer outros VE's que não pertencem à EDIA. Desta forma, tornam ainda esta empresa mais sustentável e eficiente.

6.2- Trabalhos Futuros

Para dar continuidade a este trabalho seria pertinente e útil acrescentar um cenário C, no qual seriam integrados um número suficiente de painéis para perfazer a potência instalada de cada albufeira, o que possibilita abastecer mais VE's do que somente dois por dia. Tendo em

consideração que os valores de potência instalada são bastante elevados, a legislação que vigora para esta situação é diferente, exigindo a realização de uma auditoria energética ao local e um estudo ambiental prévio. Se o projeto partir para a fase de implementação a EDIA, fará um grande investimento, logo é útil verificar a pertinência de efetuar a venda de energia para abastecer VE's que não pertençam à empresa. Para quantificar o lucro seria interessante verificar o custo que a EDIA tem, atualmente, em combustíveis para abastecer os veículos e contabilizar, simultaneamente, o preço da eletricidade necessária para abastecer os VE's.

Bibliografia

1. EDIA - Empresa de Desenvolvimento e Infra-estruturas do Alqueva S. Caracterização da Empresa [Internet]. Caracterização da Empresa. 2013 [cited 2016 Jul 12]. Available from: <http://www.edia.pt/pt/quem-somos/edia/caracterizacao-da-empresa/1>
2. EDIA - Empresa de Desenvolvimento e Infra-estruturas do Alqueva S. Responsabilidade Social [Internet]. Política Ambiental. 2013 [cited 2016 Jul 14]. Available from: <http://www.edia.pt/pt/responsabilidade-social/politica-ambiental/110>
3. Terre C&. COMPANY BROCHURE The Floating Solar Expert [Internet]. BENEFITS. [cited 2016 Aug 5]. p. 5. Available from: www.cieletterre.net
4. EDIA. Contactos EDIA [Internet]. Contactos e morada Sede em Beja. 2013 [cited 2016 Sep 12]. p. 1. Available from: <http://regante.edia.pt/contatos/sedeedelegacoes/SitePages/Home.aspx>
5. Renault. My Renault ZOE electric car [Internet]. Quick Charge. [cited 2016 Aug 12]. Available from: <http://myrenaultzoe.com/index.php/zoe-description/charging/>
6. Energia P da. Energia Fotovoltaica manual sobre tecnologias, projetos e instalações [Internet]. 2004. Available from: <http://www.portal-energia.com/downloads/guia-tecnico-manual-energia-fotovoltaica.pdf>
7. Hankins M. Stand- alone solar electric systems: The Earthscan Expert Handbook for Planning, Design and Installation. first. Routledge, editor. 2010.
8. NASCIMENTO MAP DO. Avaliação de qualidade de energia de um sistema fotovoltaico numa rede elétrica [Internet]. INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA; 2013. Available from: <file:///C:/Users/Utilizador/Desktop/efeito fotovoltaico.pdf>
9. Pearsall NM, Hill R. Photovoltaic modules, systems and applications. In: Series on Photoconversion of Solar Energy: Clean Electricity from Photovoltaics [Internet]. ICP; 2001. p. 870. Available from: <http://site.ebrary.com.vlib.interchange.at/lib/stategov/detail.action?docID=10255424&p00=series+photoconversion+solar+energy+clean+electricity+photovoltaics>
10. Rcher MD, Hill R, Archer MD. Series on Photoconversion of Solar Energy : Clean Electricity from Photovoltaics. ICP; 2001. 870 p.
11. Sahu A, Yadav N, K.Sudhakar. Floating photovoltaic power plant: A review. elsevier. 2016;
12. Cho J, Jeong S, Kim Y. Commercial and research battery technologies for electrical energy storage applications. Prog Energy Combust Sci [Internet]. Elsevier Ltd; 2015;48:84–101. Available from: <http://dx.doi.org/10.1016/j.peccs.2015.01.002>
13. Tsai MT, Chu CL, M.Mi C, Lin JY, Y.C.Hsueh. Designing a Single-Stage Inverter for Photovoltaic System Application. 2013;8.
14. Mertens K, Hanser KF. Photovoltaics : Fundamentals, Technology and Practice (1) [Internet]. first. Wiley; 2013. 297 p. Available from: <http://site.ebrary.com.vlib.interchange.at/lib/stategov/detail.action?docID=10814681&p0>

0=photovoltaics%3A+fundamentals%2C+technology+practice

15. Linha do tempo | História do carro eléctrico | Voltimum Portugal - O Portal do Material Eléctrico [Internet]. 2014 [cited 2016 May 8]. Available from: <http://www.voltimum.pt/artigos/linha-do-tempo-historia-do-carro-electrico>
16. SGORME. Formas de Carregamento de Veículos Elétricos em Portugal [Internet]. Lisboa; 2011. Available from: https://www.uve.pt/page/wp-content/uploads/2016/02/Sgorme_formas_carregamento_VEs.pdf
17. Tavares D. Soluções técnicas para sistemas de carga de veículos eléctricos [Internet]. Universidade do Porto; 2009. Available from: <http://repositorio-aberto.up.pt/handle/10216/60380>
18. Mitchell W, William J, E. C, Bird B, Lawrence BD. Reinventing the Automobile : Personal Urban Mobility for the 21st Century [Internet]. The MIT Press; 2010 [cited 2016 Jun 3]. 240 p. Available from: <http://site.ebrary.com.vlib.interchange.at/lib/stategov/reader.action?docID=10397657&pg=22>
19. Sanch H, Psd G, Sanch H. Quatro anos a abastecer o automóvel à borla. Lisboa; 2015 Dec 17;1–2.
20. Associação de Utilizadores de Veículos Elétricos [Internet]. [cited 2016 Jun 6]. Available from: <https://www.uve.pt/page/>
21. El M, El M, El M, Constitucional XXIG. Manifesto OE2016 e a Mobilidade Elétrica em Portugal. 2016;9–12.
22. MOBI.E. MOBI.E [Internet]. [cited 2016 Jun 2]. Available from: <https://www.mobie.pt/a-rede-Mobi.E>
23. Tributária A. Isenções [Internet]. Portugal; Available from: http://info.portaldasfinancas.gov.pt/pt/informacao_fiscal/codigos_tributarios/iuc/iuc5.htm
24. Ministério do Ambiente O do T e E. Decreto-Lei n.º90/2014 de 11 de Junho. Diário da República 2012 p. 3096–121.
25. V.M. Fernandes. Dissertação de Mestrado em Engenharia Electrotécnica: Metas e Sustentabilidade. Universidade de Trás os Montes e Alto Douro; 2015.
26. MOBI.E. MOBI.E Mobilidade Elétrica [Internet]. SGORME. 2010 [cited 2016 Jun 12]. Available from: <https://www.mobie.pt/>
27. Estatística IN de. the new territorial units for statistics. Lisboa; 2015.
28. MAGNUM CAP. Company Summary: An Electronics Technology company [Internet]. 2012 [cited 2016 Aug 9]. p. 1. Available from: <http://www.magnumcap.com/index.php/company/about-us>
29. MAGNUM CAP. MCQC [Internet]. 2012. Available from: <http://magnumcap.com/pt/index.php/news1?id=27>
30. Decreto Lei nº 153/2014 de 20 de outubro do Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia [Internet]. Diário da República: I Série, nº 202 Portugal; 2014. Available

from: <https://dre.pt/application/file/58428682>

31. Portaria n.º 14/2015 de 23 de janeiro do Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia [Internet]. Diário da República: I Série, n.º 16 Portugal; 2015. Available from: http://www.ffa.com/pdf/Portaria_14_2015_15_2015.pdf
32. ERSE. Ciclo Horário [Internet]. Available from: http://www.erse.pt/consumidor/electricidade/querosercliente/tenholigacaoarede/Documents/Documento_CiclosHor%C3%A1rios_Electricidade.pdf
33. HOMER Energy LLC. Homer Energy [Internet]. 2014. Available from: http://www.homerenergy.com/pdf/HOMERGettingStartedGuide_Portuguese.pdf
34. Singh A, Baredar P, Gupta B. Computational Simulation & Optimization of a Solar, Fuel Cell and Biomass Hybrid Energy System Using HOMER Pro Software. Procedia Engineering [Internet]. 2015;127:743–50. Available from: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1877705815037686>
35. Copert4. The popular, straightforward and simple to use emissions calculator [Internet]. Emisia. 2014 [cited 2016 Jul 7]. Available from: <http://emisia.com/products/copert>
36. SMA Solar Technology. Manual de utilização SUNNY DESIGN 3 e SUNNY DESIGN WEB [Internet]. Alemanha; 2013. Available from: <https://www.youtube.com/watch?v=1wDSmsjMb3M>
37. NASA. NASA Surface meteorology and Solar Energy - Location [Internet]. Atmospheric Science Data Center. 2016 [cited 2016 Jun 12]. Available from: https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/grid.cgi?&num=173129&lat=38.133&submit=Submit&hgt=100&veg=17&sitelev=&email=skip@larc.nasa.gov&p=grid_id&step=2&lon=-7.454
38. Biotechx Energy International [Internet]. Simrik. [cited 2016 May 12]. Available from: [http://www.biotechx.com/Product-\(24_OPzS_3000\)-327.htm](http://www.biotechx.com/Product-(24_OPzS_3000)-327.htm)
39. ZOE R. Renault ZOE [Internet]. Renault. 2015. Available from: file:///C:/Users/Utilizador/Desktop/Citar_Tese/ZOE.pdf
40. Gomes VS dos S. Avaliação de Projectos de Investimento: Elaboração de um Estudo de Viabilidade Económico-Financeira [Internet]. Universidade de Coimbra; 2011. Available from: <https://estudogeral.sib.uc.pt/bitstream/10316/18063/1/Avalia%C3%A7%C3%A3o%20de%20Projectos%20de%20Investimento%20-%20Elabora%C3%A7%C3%A3o%20de%20um%20Estudo%20de%20Viabilidade%20Econ%C3%B3mico-Financeira.pdf>
41. SMA. Sunny Tripower 20000TL/25000TL [Internet]. Portugal; Available from: <http://www.sma.de/en/products/solarinverters/sunny-tripower-15000tl-20000tl-25000tl.html>
42. SMA. Sunny Island System Guide [Internet]. Available from: <http://www.sma.de/en/products/battery-inverters/sunny-island-60h-80h.html>
43. SMA. Solar Solutions for Off-grid Power Supply [Internet]. Available from: <http://www.termsenergy.cz/content/files/text20141219102338/sma-offgrid-solutions.pdf>
44. SMA. SMA Multiclustert Technology [Internet]. Available from: <http://files.sma.de/dl/3491/MULTICLUSTER-AEN112011W.pdf>

45. Casaro MM, Martins DC. Processamento eletrônico da energia solar fotovoltaica em sistemas conectados à rede elétrica. Sba Control Automação Soc Bras Autom. 2010;21(2):159–72.
46. Barnes FS, Levine JG. Large Energy Storage Systems Handbook [Internet]. Taylor&FrancisGroups, editor. New York: Acesso através disponível de EBSCOhost; 2011 [cited 2016 Mar 5]. 237 p. Available from: <http://web.b.ebscohost.com/ehost/ebookviewer/ebook/bmxlYmtfXzM2MDM4OF9fQU41?sid=4eecddab-5f1a-4a1a-89bd-5f82650dda92@sessionmgr198&vid=6&format=EB&rid=2>
47. MOBIE. Pesquisa de postos de abastecimento [Internet]. 2016 [cited 2016 Jun 3]. Available from: <http://www.mobie.pt/portal/postoscarregamento>

Anexos

Anexo A – Contrato de energia entre a EDIA e a EDP

(<http://www.base.gov.pt/base2/rest/documentos/145331>)

Anexo B – Valores do preço da energia vendida à RESP

Anexo C – Estudo Efetuado em Beringel pela Ciel & Terre

Condições Particulares do Contrato



Eletricidade ☒

Gás Natural ☐

Serviços ☐

Nº Contrato 6151543170

Dados do Cliente

Nome EDIA EMPRESA DESENVOLVIMENTO INFRAESTRUTUAS ALQUEVA

Número de identificação fiscal 503450189

Telefone 284315100

Nome do representante legal José Pedro da Costa Salema

BI / Cartão de Cidadão 10147997

Morada

Morada (para envio de correspondência) Rua Zeca Afonso, 2, 2

Código Postal 7800-522

Localidade BEJA

Email cjesuino@edia.pt

1. Objeto

O presente contrato tem por objeto o fornecimento de Eletricidade (adiante designado abreviadamente por "energia") pela EDP Comercial ao Cliente, nos termos e condições constantes das presentes Condições Particulares e das Condições Gerais (adiante abreviadamente designado por "contrato").

2. Pontos de consumo

O fornecimento de energia será efetuado nos pontos de consumo identificados no ANEXO I às presentes Condições Particulares.

3. Preço

A título de contrapartida pelo fornecimento de energia, objeto do presente Contrato, o Cliente obriga-se a pagar um preço global, em Euros, nos termos de ANEXO II às presentes Condições Particulares (adiante abreviadamente designado por "Preço").

4. Faturação

- 4.1 A faturação é emitida pela EDP Comercial com periodicidade mensal.
- 4.2 As faturas emitidas pela EDP Comercial devem ser pagas pelo Cliente, no prazo de 60 dias contados a partir da data da sua emissão. Em caso de incumprimento de alguns prazos de pagamento pelo Cliente, o prazo de pagamento das suas faturas subsequentes é imediatamente reduzido para 15 dias contados a partir da data das respetivas emissões.
- 4.3 A faturação é emitida pela EDP Comercial em suporte eletrónico e remetida para o email indicado pelo Cliente no preâmbulo das presentes Condições Particulares.

Condições Particulares do Contrato



5. Meio de Pagamento

- 5.1 A EDP Comercial e o Cliente acordam que o Preço será pago mediante sistema de Débito Direto SEPA.
- 5.2 Para efeitos de pagamento do Preço mediante sistema de Débito Direto o Cliente disponibiliza à EDP Comercial o formulário de Autorização de Débito Direto SEPA constante em ANEXO às presentes Condições Particulares devidamente preenchido e assinado pelos respetivos representantes legais.
- 5.3 A EDP Comercial comunicará posteriormente ao Cliente o número atribuído à autorização de débito em conta gerado pelo sistema de Débito Direto SEPA e o número de identificação da EDP Comercial no sistema de Débito Direto SEPA.

6. Responsabilidades e Penalizações

- 6.1 A cessação do presente Contrato pelo Cliente ou pela EDP Comercial, em violação do disposto nas alíneas c) e d) do número 1 e do número 5 da Cláusula 14 das Condições Gerais, constitui, à Parte que tomou a iniciativa da cessação, a obrigação de pagar, à outra Parte, o valor correspondente ao produto de 5,00€ por cada MWh que resulte da diferença entre a energia prevista fornecer, tendo como referência a informação contida no ANEXO I às presentes Condições Particulares, e o consumo real do Cliente que tiver sido registado no ponto de medida desde o início da disponibilização da energia em causa.
- 6.2 Caso o cliente entre em mora em relação a qualquer fatura emitida ao abrigo do presente Contrato, para além do direito a cobrar juros moratórios constante do número 2 da Cláusula 6 das Condições Gerais, a EDP Comercial cobrará ao Cliente uma penalização no montante de 100€, nos termos do disposto no número 3 da mesma Cláusula 6 das Condições Gerais, que visa compensar a EDP Comercial pelos custos envolvidos com o respetivo processo de cobrança.
- 6.3 O Cliente autoriza a EDP Comercial a aceder aos dados técnicos e comerciais dos códigos de ponto de entrega de eletricidade (adiante designados abreviadamente por CPE) que se encontram registados na base de dados dos Operadores de Rede.
- 6.4 O Preço previsto na Cláusula 3 das presentes condições particulares pressupõe a aceitação e manutenção pelo cliente das seguintes condições:
 - a) autorização para pagamento por sistema de Débito Direto SEPA;
 - b) emissão de fatura com a periodicidade mensal
 - c) emissão da fatura com suporte eletrónico.
- 6.5 Em caso de, a qualquer momento durante a vigência do Contrato, deixar de se verificar algum dos pressupostos indicados o Cliente fica obrigado a pagar à EDP Comercial um montante por fatura, que visa compensar esta última pelos custos envolvidos com a modificação das condições contratuais, de:
 - a) 20€, em caso de revogação pelo Cliente da autorização para pagamento por sistema de Débito Direto SEPA;
 - b) 2€, em caso de modificação pelo Cliente do suporte documental da fatura.

7. Aplicação das Condições Gerais

As Condições Particulares prevalecem sobre as Condições Gerais em caso de dúvida ou contradição.

8. Conhecimento das Condições Gerais

O Cliente declara que, na data de celebração do presente Contrato, recebeu, tomou conhecimento e aceitou as Condições Gerais do mesmo.

Condições Particulares do Contrato



ATENDIMENTO COMERCIAL: 808 500 808
EMAIL: comercial.estado@edp.pt

EDP COMERCIAL - COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA, S.A. SEDE SOCIAL: PR. MARQUÊS DE POMBAL, 13 1250-162 LISBOA
REG. NA CRC Nº 5447 - NIPC 503504564 CAPITAL SOCIAL - 20.814.695 €

Proposta Contrato
6151543170

9. Assinatura do Contrato

Assinado pela EDP Comercial - Comercialização de Energia, S.A. em 27-10-2015

António José da Silva Coutinho

Assinado pelo Cliente

29/10/2015

Anexo I

Descrição de Pontos de Consumo



Nº Contrato 6151543170

Pontos de Consumo de Eletricidade

Baixa Tensão Normal (BTN)

CPE	Identificação Ponto Consumo	Nível Tensão	Ciclo	Consumo previsto para o período contratual (kWh)	Tipo Ponto Consumo	Potência Contratada (kVA)
PT0002000119948182ZB	Monte Fradinhos	BTN	Ciclo Diário	549	Definitivo	6,9
PT0002000119951935QS	STIO BARRAGEM AMENDOEIRA 9002 RC	BTN	Sem Ciclo	167	Definitivo	10,35
PT0002000114133412ZD	Barragem de Serpa - Hort Aldeia Brinches	BTN	Ciclo Diário	623	Definitivo	41,4
PT0002000114605617YR	Barragem Alqueva - Armazém Alqueva	BTN	Ciclo Diário	28	Definitivo	13,8
PT0002000119948227QX	Monte Chaminé Passarinhos (Trindade)	BTN	Sem Ciclo	549	Definitivo	6,9
PT0002000118265711AJ	Câmara de Derivação para o Bloco 2 do Adutor Baleizão-Quintos	BTN	Ciclo Diário	836	Definitivo	13,8
PT0002000113300311VZ	Adutor de Odíveas - Stio Estrada Sifão S2 -Sifão S2	BTN	Ciclo Diário	199	Definitivo	13,8
PT0002000115997344WK	Reservatório de Guadalupe - Alto S Gens	BTN	Ciclo Diário	60	Definitivo	6,9
PT0002000114133354BC	Edifício Serpa - Stio Barragem Serpa Escrt	BTN	Ciclo Semanal sem Feriados	4.345	Definitivo	17,25
PT0002000110522751GA	Monte Novo Herd Álamo da Horta- R3	BTN	Ciclo Semanal sem Feriados	658	Definitivo	20,7
PT0002000110922571EZ	Unidade Local 5 do Canal Loureiro-Monte Novo	BTN	Ciclo Diário	218	Definitivo	17,25
PT0002000100862484HN	Monte dos Pássaros	BTN	Ciclo Diário	34	Definitivo	20,7
PT0002000118266656KS	Stio Barragem Amendoeira 9001 2, Baleizão	BTN	Ciclo Diário	1.337	Definitivo	27,6
PT0002000102526679QL	Museu da Luz - Larg Igreja	BTN	Ciclo Diário	6.166	Definitivo	41,4
PT0002000112245517LT	Edifício Cuba - Estr Dos Celeiros	BTN	Ciclo Diário	2.159	Definitivo	17,25
PT0002000119948147NE	Monte da Lobata	BTN	Ciclo Diário	549	Definitivo	6,9
PT0002000107467144ES	Barragem Alqueva Esctr - Escritório Gestalqueva	BTN	Ciclo Diário	613	Definitivo	20,7

Anexo I

Descrição de Pontos de Consumo



Baixa Tensão Normal (BTN)

CPE	Identificação Ponto Consumo	Nível Tensão	Ciclo	Consumo previsto para o período contratual (kWh)	Tipo Ponto Consumo	Potência Contratada (kVA)
PT0002000118265733GN	Câmara de Derivação para o Bloco 1 do Adutor Baleizão-Quintos	BTN	Ciclo Diário	836	Definitivo	13,8
PT0002000113302705YQ	Câmara de Válvulas do Nó 5 - Adutor de Odivelas Mnte Galas	BTN	Ciclo Diário	147	Definitivo	13,8
PT0002000110922673GR	Unidade Local 9 do Canal Loureiro-Monte Novo	BTN	Ciclo Diário	316	Definitivo	17,25
PT0002000119948238QK	Monte Chaminé Passarinhos (Chancuda)	BTN	Ciclo Semanal sem Feriados	549	Definitivo	6,9
PT0002000119953021VC	Monte Chaminé Passarinhos (Estação de Filtragem)	BTN	Ciclo Semanal sem Feriados	1.496	Definitivo	20,7
PT0002000119948089XX	Monte Alto	BTN	Ciclo Diário	549	Definitivo	6,9
PT0002000003804109ZG	Herdade da Juliaa Aldeia da Luz	BTN	Ciclo Diário	136	Definitivo	13,8
PT0002000107495983BN	Edifício Beringel - Estr de Trígaches Esct	BTN	Ciclo Diário	1.844	Definitivo	17,25
PT0002000110922638WN	Unidade Local 8 do Canal Loureiro-Monte Novo	BTN	Ciclo Diário	319	Definitivo	20,7
PT0002000086357048FD	Escritório EDIA Aldeia da Luz - Rua Montinho 38 P611	BTN	Ciclo Diário	641	Definitivo	10,35
PT0002000110922536KW	Unidade Local 4 do Canal Loureiro - Monte Novo	BTN	Ciclo Diário	2.097	Definitivo	20,7
PT0002000113841252FH	Posto de Aviso e Alerta Barragem da Amoreira - Herd Carvalhal	BTN	Ciclo Diário	5	Definitivo	13,8
PT0002000113891117JL	CV4 Adutor Enxoé - Estc CV4 Adutor B Enxoé	BTN	Ciclo Diário	63	Definitivo	13,8
PT0002000037698603PL	Rua Campo Grande, 46, 2º Drt	BTN	Sem Ciclo	807	Definitivo	10,35

Anexo II Descrição dos Preços de Energia



Nº Contrato 6151543170

Preços de Eletricidade

Nos termos e para os efeitos do fixado na Cláusula 3 das presentes Condições Particulares e a título de contrapartida pelo fornecimento de eletricidade efectuado pela EDP Comercial, o Cliente obriga-se a pagar o seguinte preço unitário de venda:

O preço incorpora:

- a) a tarifa de acesso às redes aplicável a consumidores fornecidos por comercializadores livres; e
- b) o custo de aquisição da eletricidade fornecida pela EDP Comercial ao Cliente.

A tarifa de acesso às redes aplicável a consumidores fornecidos por comercializadores livres pode sofrer alterações por imposição legal e/ou regulamentar durante a vigência do presente Contrato, estando a EDP Comercial autorizada pelo Cliente a fazer repercutir imediatamente essas alterações no Preço sem necessidade de aceitação pelo Cliente.

Para efeitos do disposto no número anterior, a EDP Comercial obriga-se a informar o Cliente, sempre que necessário:

- a) das modificações à tarifa de acesso às redes aplicável a consumidores fornecidos por comercializadores livres; e
- b) da sua repercussão no Preço;

podendo ainda o Cliente consultar informação atualizada sobre a tarifa de acesso às redes aplicável a consumidores fornecidos por comercializadores livres no sítio na Internet da EDP Comercial em www.energia.edp.pt, e no sítio na Internet da ERSE, em www.erse.pt.

Baixa Tensão Normal (BTN)

CPE	Potência Contratada (€/mês)	Tarifa	Ponta	Preço Energia Ativa (€/kWh)			
				Cheia	Vazio	Fora Vazio	Simples
PT00020001199481822B	9,01	Tri-horario	0,3047	0,1675	0,0978		
PT0002000119951935QS	12,83	Simples					0,1550
PT00020001141334122D	60,66	Medias Utilizações	0,2779	0,1396	0,0793		
PT0002000114605617YR	17,51	Tri-horario	0,3047	0,1704	0,0986		
PT0002000119948227QX	8,72	Simples					0,1535
PT0002000118265711AJ	17,51	Tri-horario	0,3047	0,1704	0,0986		
PT0002000113300311VZ	17,51	Tri-horario	0,3047	0,1704	0,0986		
PT0002000115997344WK	9,01	Tri-horario	0,3047	0,1675	0,0978		
PT0002000114133354BC	21,77	Tri-horario	0,3057	0,1704	0,0986		
PT0002000110522751GA	25,43	Bi-horario			0,0964	0,1847	
PT0002000110922571EZ	21,77	Tri-horario	0,3057	0,1704	0,0986		
PT0002000100862484HN	26,02	Tri-horario	0,3057	0,1704	0,0986		
PT0002000118266656KS	40,64	Medias Utilizações	0,2779	0,1396	0,0793		
PT0002000102526679QL	60,66	Medias Utilizações	0,2779	0,1396	0,0793		
PT0002000112245517LT	21,77	Tri-horario	0,3057	0,1704	0,0986		
PT0002000119948147NE	9,01	Tri-horario	0,3047	0,1675	0,0978		
PT0002000107467144ES	26,02	Tri-horario	0,3057	0,1704	0,0986		

Anexo II

Descrição dos Preços de Energia



ATENDIMENTO COMERCIAL: 808 500 808
EMAIL: comercial.estado@edp.pt

EDP COMERCIAL – COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA, S.A. SEDE SOCIAL: PR. MARQUÊS DE POMBAL, 13 1250-162 LISBOA
REG. NA CRC Nº 5447 – NIPC 503504564 CAPITAL SOCIAL – 20.814.695 €

Proposta Contrato
6151543170

Baixa Tensão Normal (BTN)

CPE	Potência Contratada (€/mês)	Tarifa	Ponta	Preço Energia Ativa (€/kWh)			
				Cheia	Vazio	Fora Vazio	Simples
PT0002000118265733GN	17,51	Tri-horario	0,3047	0,1704	0,0986		
PT0002000113302705YQ	17,51	Tri-horario	0,3047	0,1704	0,0986		
PT0002000110922673GR	21,77	Tri-horario	0,3057	0,1704	0,0986		
PT0002000119948238QK	9,01	Tri-horario	0,3047	0,1675	0,0978		
PT0002000119953021VC	25,43	Bi-horario			0,0964	0,1847	
PT0002000119948089XX	9,01	Tri-horario	0,3047	0,1675	0,0978		
PT0002000003804109ZG	17,51	Tri-horario	0,3047	0,1704	0,0986		
PT0002000107495983BN	21,77	Tri-horario	0,3057	0,1704	0,0986		
PT0002000110922638WN	26,02	Tri-horario	0,3057	0,1704	0,0986		
PT0002000086357048FD	13,26	Tri-horario	0,3047	0,1704	0,0986		
PT0002000110922536KW	26,02	Tri-horario	0,3057	0,1704	0,0986		
PT0002000113841252FH	17,51	Tri-horario	0,3047	0,1704	0,0986		
PT0002000113891117JL	17,51	Tri-horario	0,3047	0,1704	0,0986		
PT0002000037698603PL	12,83	Simples					0,1550

Rotulagem de Energia Elétrica da EDP Comercial



Nº Contrato 6151543170

Rotulagem de Energia Elétrica da EDP Comercial

A energia fornecida pela EDP Comercial provém de diversas fontes, maioritariamente de centrais de produção situadas em Portugal, mas também em Espanha. Em 2014, cerca de 40% da energia fornecida aos nossos clientes foi proveniente de fontes renováveis de energia.

Fontes de Energia

A energia pode ser produzida através de:

- Fontes renováveis – água, vento, sol, ondas, marés, biomassa e geotermia.
- Fontes não renováveis ou convencionais – utilizam combustíveis fósseis (derivados do petróleo, carvão, gás natural) e urânio.

Na tabela seguinte pode analisar a origem da energia fornecida em 2014 pela EDP Comercial a todos os clientes empresariais.

Tabela – Mix energia 2014

Mix de tecnologias	%
Hídrica	29,00
Eólica	10,50
Carvão	29,00
Cogeração Fóssil	10,70
Nuclear	9,60
Gas Natural	4,70
Outras	6,50

Impactes Ambientais

A queima de combustíveis fósseis em centrais termoelétricas tem impactes ambientais, contribuindo para o aumento da poluição atmosférica (combustão do carvão, gás natural ou fuelóleo) e gerando resíduos. Em contrapartida, as centrais renováveis, com exceção das de biomassa, não emitem gases poluentes.

Os principais poluentes libertados pelas centrais termoelétricas são:

- Dióxido de Carbono (CO₂) – gás constituinte da atmosfera terrestre. É o principal produto gasoso da queima de combustíveis fósseis (carvão, gás natural ou fuelóleo), contribuindo para o efeito de estufa.
- Resíduos radioactivos de alta actividade (RRAA) – são gerados em centrais nucleares. Estes resíduos são tratados nos respectivos países produtores e não em Portugal.

As emissões específicas, que representam a quantidade de emissões por unidade de energia eléctrica foram, em 2014:

CO₂ (g/kWh) – 338,24

RRAA(μg/kWh) – 53,56

Reduza as suas Emissões

Adira à Tarifa Verde da EDP Comercial, o produto que lhe garante que a quantidade de energia equivalente ao seu consumo anual é produzida através de fontes de energia renováveis. Em 2014 a origem foi 100% hídrica, com zero emissões.

Saiba mais em:

<http://energia.edp.pt>

<http://www.erse.pt>

1. Objeto

- 1.1 O objeto do presente contrato ("Contrato") é o fornecimento de energia elétrica e/ou gás natural pela EDP Comercial ao Cliente, nos termos e condições constantes das presentes Condições Gerais e das Condições Particulares.
- 1.2 As Condições Particulares do presente Contrato especificam a identificação de cada um dos pontos de consumo do Cliente abrangidos pelo fornecimento de energia elétrica e/ou gás natural, bem como, sempre que aplicável, outros elementos, tais como:
 - a) o nível de tensão de fornecimento da energia elétrica;
 - b) a potência de energia elétrica contratada;
 - c) o nível de pressão de fornecimento de gás natural;
 - d) o escalão de consumo de gás natural;
 - e) a capacidade utilizada no âmbito do fornecimento de gás natural;
 - f) o perfil de consumo de energia elétrica e/ou gás natural;
 - g) a periodicidade de leitura e faturação de energia elétrica e/ou gás natural.
- 1.3 É vedado ao Cliente utilizar a energia elétrica e/ou o gás natural fornecido para uso distinto daquele para que foi contratado, não podendo ainda ceder, alienar ou colocar à disposição de terceiros ou de outras instalações ou pontos de consumo, ainda que da titularidade do Cliente, qualquer dessas energias.
- 1.4 No âmbito do presente Contrato, a EDP Comercial disponibiliza igualmente ao Cliente a prestação dos serviços mencionados nas Condições Particulares que seja especificamente acordada, sendo que naquela se poderão incluir, nomeadamente, os produtos que sejam divulgados através do seu sítio na Internet, em www.energia.edp.pt, ou em brochuras promocionais.

2. Duração

- 2.1 O presente Contrato tem a duração de 1 (um) ano, renovando-se automática e sucessivamente por períodos de 1 (um) ano, se nenhuma das Partes notificar a outra, por escrito, com 30 (trinta) dias de antecedência relativamente à data da sua cessação, da oposição à sua renovação, salvo se, mediante acordo com o Cliente constante das Condições Particulares, forem acordados prazos de vigência e de aviso prévio distintos daqueles.
- 2.2 O Contrato produz efeitos entre as Partes e em relação a cada um dos Pontos de Consumo, individualmente considerados, na data em que se verificarem cada uma das condições abaixo descritas, sendo que naquela mesma data considerar-se-ão aceites pelo Cliente as presentes Condições Gerais e as respectivas Condições Particulares:
 - a) reunirem todas as condições legais, regulamentares e contratuais de acesso ao fornecimento de energia elétrica e/ou gás natural por comercializadores livres, incluindo as condições de ligação dos Pontos de Consumo às redes de transporte e/ou de distribuição de energia elétrica e/ou gás natural e os procedimentos de mudança de comercializador; e
 - b) a instalação de utilização de energia elétrica e/ou gás natural do Cliente se encontrar no estado de conservação e funcionamento definido nos termos das regras técnicas e de segurança aplicáveis; e
 - c) se iniciar a disponibilização de energia elétrica e/ou gás natural ao Cliente.
- 2.3 O Cliente será notificado pela EDP Comercial da data de início do respetivo fornecimento.
- 2.4 Previamente à disponibilização de gás natural, o Cliente deverá promover, a expensas suas, a realização de uma inspeção às instalações de utilização de gás natural, a realizar por entidade inspectora reconhecida e credenciada pela Direção-Geral de Energia e Geologia ("DGEG").

3. Preço

- 3.1 O Cliente obriga-se a pagar o Preço que se encontra definido nas Condições Particulares.
- 3.2 O Preço incorpora i) o custo da tarifa de acesso às redes de energia elétrica e/ou gás natural, publicada pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos ("ERSE"), nomeadamente, nas suas componentes de uso da rede de transporte, uso da rede de distribuição, uso global do sistema e, no caso de o Cliente ser consumidor de gás natural, capacidade (seja, "Capacidade Utilizada à Saída" e/ou "Capacidade Utilizada"); ii) o custo da "Capacidade Utilizada à Entrada", publicado pela ERSE e aplicável a consumidores de gás natural fornecidos por comercializadores livres; iii) o custo de aquisição da energia elétrica e/ou gás natural fornecidos pela EDP Comercial ao Cliente; e iv) outros custos, encargos, taxas ou impostos aplicáveis a cada momento.
- 3.3 A EDP Comercial poderá livremente introduzir, nos termos da Cláusula 12.2, alterações no Preço a pagar pelo Cliente, incluindo nas seguintes situações:
 - a) no caso de alteração às tarifas publicadas pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos ("ERSE"), as quais são alvo de revisão regular, quer seja ao seu valor ou à própria estrutura tarifária, nomeadamente pela sua recomposição ou introdução de novos componentes;
 - b) no caso de alteração ao custo da "Capacidade Utilizada à Entrada" publicado pela ERSE e aplicável a consumidores de gás natural fornecidos por comercializadores livres, o qual é alvo de revisão regular; e
 - c) no caso de alterações ao quadro legislativo e regulamentar aplicável, incluindo aquelas em virtude das quais a EDP Comercial se encontre obrigada a suportar ou cobrar quaisquer custos, encargos, taxas ou impostos.

4. Faturação

- 4.1. A faturação é emitida com periodicidade mensal, salvo se, mediante acordo com o Cliente constante das Condições Particulares, for acordada outra periodicidade.
- 4.2. Nas Condições Particulares ou no sítio da EDP Comercial na Internet, em www.energia.edp.pt, são estabelecidos os termos da compensação e os mecanismos de reembolso aplicáveis de acordo com o regime legal, em caso de faturação inexata ou em atraso.
- 4.3. A faturação da energia elétrica e/ou gás natural terá por base a informação sobre os dados de consumo disponibilizados pelo operador da rede respetivo e obtidos através da leitura de equipamentos de medição dos pontos de consumos ou, caso estes não se encontrem disponíveis, mediante estimativas.
- 4.4. Os eventuais acertos decorrentes das estimativas serão repercutidos na primeira faturação subsequente que seja emitida a partir da leitura dos equipamentos de medição dos Pontos de Consumo.
- 4.5. A interrupção do fornecimento de energia elétrica e/ou gás natural por qualquer facto imputável ao Cliente ou determinada por acordo com o Cliente, não suspende, nos termos da lei, a faturação de quaisquer custos e encargos a suportar pelo Cliente a que a EDP Comercial esteja obrigada a cobrar por lei ou regulamentação, nomeadamente os encargos de potência de energia elétrica, termo tarifário fixo e os termos de capacidade.

5. Acerto de Faturação

- 5.1. A EDP Comercial pode proceder a acertos de faturação motivados, designadamente, pelas situações de anomalia de funcionamento dos contadores, procedimento fraudulento, faturação baseada em estimativa de consumo, correção de erros de medição, leitura e faturação.
- 5.2. O valor apurado com o acerto de faturação deverá ser liquidado em prazo idêntico ao estipulado para pagamento da fatura que o incluir.
- 5.3. Os acertos de faturação subsequentes à faturação que tenham tido por base a estimativa de consumos, utilizarão, para o efeito, os dados disponibilizados pelos operadores das redes de transporte e/ou de distribuição de energia elétrica e/ou de gás natural, recolhidos a partir da leitura direta dos equipamentos de medição.
- 5.4. A EDP Comercial não será responsável pela inobservância do disposto no número anterior caso não seja possível, por facto imputável ao Cliente, obter os dados de consumo recolhidos a partir da leitura direta dos contadores.

6. Pagamentos

- 6.1. As faturas emitidas pela EDP Comercial devem ser pagas pelo Cliente no prazo e condições que vierem a ser estabelecidas nas Condições Particulares, designadamente através de numerário, débito direto, pagamento por multibanco ou por cheque.
- 6.2. O atraso no pagamento das faturas confere à EDP Comercial o direito a cobrar juros de mora sobre o valor em dívida calculados a partir do primeiro dia seguinte ao vencimento (inclusive) e até à data do efetivo pagamento, à taxa legal que vigorar em cada momento.
- 6.3. Adicionalmente, e em casos de atraso reiterado de pagamento do fornecimento de energia elétrica e/ou gás natural, a EDP Comercial poderá cobrar penalizações cujo valor é divulgado através do seu sítio na Internet, em www.energia.edp.pt ou nas Condições Particulares.
- 6.4. Sem prejuízo do disposto nos números anteriores, a falta de pagamento poderá implicar a interrupção do fornecimento de energia elétrica e/ou gás natural ao Cliente e constitui causa de resolução do Contrato pela EDP Comercial, nos termos do disposto na Cláusula 14.
- 6.5. Previamente à interrupção do fornecimento de energia elétrica e/ou gás natural em consequência da mora do Cliente, a EDP Comercial enviará, com uma antecedência mínima de 20 (vinte) dias relativamente à data em que a interrupção venha a ter lugar, uma comunicação escrita, incluindo através de correio eletrónico no caso de o Cliente o ter disponibilizado previamente, com o respetivo fundamento e indicação dos meios que o Cliente tem ao dispor para a evitar.
- 6.6. Em caso de interrupção do fornecimento de energia elétrica e/ou gás natural nos termos do número anterior, a EDP Comercial não ficará obrigada a retomar o fornecimento se o Cliente não regularizar todos os pagamentos em dívida, incluindo os juros de mora e todas as despesas resultantes da interrupção e da eventual reposição do fornecimento.
- 6.7. Mediante solicitação pela EDP Comercial, o Cliente fica obrigado a prestar uma garantia em montante não inferior ao valor médio correspondente a 3 (três) meses de faturação, salvo se a EDP Comercial entender solicitar uma garantia por montante inferior, de modo a assegurar o cumprimento das prestações pecuniárias que venham a ser devidas:
 - a) na data de celebração do presente Contrato;
 - b) a qualquer momento durante a vigência do presente Contrato, em situação de incumprimento da obrigação de pagamento de alguma das prestações pecuniárias devidas ao abrigo do mesmo; e/ou
 - c) na data de renovação do presente Contrato.
- 6.8. A cobrança judicial de dívidas que sejam decorrentes de incumprimento dos termos do presente Contrato pelo Cliente importa para este, na medida do incumprimento, o pagamento de todos os custos e encargos, incluindo custas judiciais, honorários de advogados e agentes de execução e quaisquer outros que decorram da cobrança coerciva da dívida.

7. Medição

- 7.1. Os operadores das redes de transporte ou de distribuição de energia elétrica e de gás natural são as entidades responsáveis pela leitura dos equipamentos de medição instalados nos Pontos de Consumo, os quais são propriedade daqueles operadores.
- 7.2. A comunicação das leituras dos equipamentos de medição dos Pontos de Consumo pode ser efetuada pelo Cliente através dos meios disponibilizados para o efeito pelos operadores das redes de energia elétrica e de gás natural.
- 7.3. Se, durante um período de 6 (seis) meses consecutivos, por facto imputável ao Cliente, não tiver sido possível efetuar a leitura dos equipamentos de medição de algum(ns) ou todos os Pontos de Consumo, a EDP Comercial terá o direito de exigir ao Cliente que este, no prazo máximo de 5 (cinco) dias úteis, proceda à marcação, junto do operador de rede relevante, de uma data para o efeito; o pagamento dos encargos associados ao serviço de leitura extraordinária é da responsabilidade do Cliente.
- 7.4. No caso de o Cliente não proceder, nos termos do número anterior, à marcação de uma data para a leitura dos equipamentos de medição do(s) respetivo(s) Pontos de Consumo, pode o operador da rede respetiva efetuar, a expensas do Cliente, a interrupção do fornecimento de energia elétrica e/ou gás natural aos Pontos de Consumo do Cliente no prazo máximo de 20 (vinte) dias após a notificação a que alude o número anterior.
- 7.5. Os erros de leitura dos equipamentos de medição dos Pontos de Consumo resultantes de qualquer anomalia verificada no respetivo equipamento, que não tenham origem em procedimento fraudulento serão corrigidos em função da melhor estimativa do fornecimento durante o período em que a anomalia se manteve. Esta estimativa será calculada pelo operador da rede respetiva, de acordo com a regulamentação aplicável.
- 7.6. Qualquer procedimento suscetível de falsear o funcionamento normal ou a leitura dos equipamentos de medição do(s) respetivo(s) Pontos de Consumo constitui um incumprimento do presente Contrato, podendo o Cliente incorrer em responsabilidade civil e/ou criminal.

8. Obrigação de Segurança do Cliente

- 8.1. O Cliente obriga-se a promover as inspeções periódicas nos termos e nos prazos estabelecidos na legislação e regulamentação aplicáveis, nomeadamente sempre que a instalação seja objeto de quaisquer alterações ou reparações, incluindo no caso em que a instalação se encontre localizada nas partes comuns de condomínios ou imóveis constituídos em regime de propriedade horizontal.
- 8.2. O Cliente obriga-se ainda a conceder livre acesso aos Pontos de Consumo por parte do pessoal devidamente identificado pelo respetivo operador da rede, sem necessidade de aviso prévio, durante o seu horário de funcionamento ou, na falta deste, entre as 8.30h e as 18.30h de cada dia útil, para feitos de se proceder a verificações obrigatórias ou extraordinárias relativamente ao cumprimento pelo Cliente das suas obrigações regulamentares e contratuais.
- 8.3. No caso de Clientes que tenham contratado o fornecimento de gás natural, se for detetada qualquer avaria ou fuga na respetiva instalação de utilização de gás natural, deve o Cliente proceder ao imediato corte do abastecimento de gás natural, de acordo com as regras de segurança em vigor e imediatamente comunicar a ocorrência ao operador da rede respetivo e à EDP Comercial.
- 8.4. Em caso de avaria ou fuga na instalação de utilização de gás natural pelo Cliente, o fornecimento de gás natural será imediatamente suspenso pelo respetivo operador da rede, sendo restabelecido após o Cliente ter procedido à reparação da avaria e/ou à eliminação da fuga e certificação/inspeção da instalação de utilização por entidade devidamente habilitada e credenciada pela DGEG, para o que o Cliente deve permitir o acesso à sua instalação.
- 8.5. É vedado ao Cliente utilizar o gás natural durante os períodos de suspensão do fornecimento, obrigando-se a fechar as válvulas de segurança de todos os aparelhos de queima. O Cliente será avisado previamente do restabelecimento do fornecimento de gás natural. A EDP Comercial desde já declina toda e qualquer responsabilidade por danos decorrentes.

9. Qualidade de Serviço

- 9.1. Os principais parâmetros gerais e individuais de qualidade de serviço de natureza comercial a que a EDP Comercial, na qualidade de comercializador livre de energia elétrica e de gás natural, se encontra adstrita são, nomeadamente, os seguintes:
 - a) Atendimento:

A EDP Comercial disponibiliza aos Clientes os seguintes meios de atendimento (i) sistema de atendimento telefónico centralizado e (ii) por escrito, incluindo correio eletrónico.
 - b) Prestação de informação:

O Cliente tem o direito de solicitar à EDP Comercial quaisquer informações sobre aspetos técnicos ou comerciais relacionados com o serviço de fornecimento de energia elétrica e/ou gás natural e serviços conexos e a EDP Comercial tem o dever de prestar e divulgar informação relevante para o Cliente.
 - c) Visitas combinadas:

O Cliente tem o direito a que as visitas às suas instalações sejam combinadas por acordo com a EDP Comercial, para o que a EDP Comercial deve comunicar com o operador da rede respetivo, cujos técnicos efetuarão as visitas.
- 9.2. Em caso de solicitação pelo Cliente de pedidos de informação e/ou apresentação de reclamações, a resposta às mesmas pela EDP Comercial não deverá exceder o prazo de 15 (quinze) dias úteis.
- 9.3. Nas Condições Particulares ou no sítio da EDP Comercial na Internet, em www.energia.edp.pt, são estabelecidos os termos da compensação que seja devida nos termos regulamentares aplicáveis, em caso de incumprimento pela EDP Comercial dos parâmetros gerais e individuais de qualidade de serviço de natureza comercial.
- 9.4. A compensação devida pelo operador de rede de energia elétrica e/ou gás natural ao Cliente em caso de incumprimento das suas obrigações constantes na regulamentação aplicável deverá ser comunicada pela EDP Comercial ao seu Cliente e o valor da compensação creditado automaticamente na fatura do Cliente nos termos previstos na referida regulamentação.

- 9.5. A EDP Comercial não será contratualmente responsável por quaisquer lucros cessantes ou danos indiretos, incluindo os resultantes de falhas de fornecimento ou de qualidade dos serviços prestados, ficando a sua responsabilidade limitada, em qualquer caso, aos danos que resultem diretamente do incumprimento com dolo ou culpa grave, de obrigações contratuais, por si ou por representantes, agentes, auxiliares ou quaisquer outras pessoas que utilize para o cumprimento das suas obrigações.

10. Clientes Prioritários

- 10.1. O Cliente pode solicitar que a EDP Comercial proceda ao seu registo, junto do operador da rede respetivo, como cliente prioritário, mediante a apresentação de documentos que comprovem essa qualidade.

11. Modificações por solicitação do Cliente

- 11.1. O Cliente tem o direito, nos termos da legislação aplicável e/ou do previsto nas Condições Particulares, a modificar a potência contratada e a capacidade utilizada e, consequentemente, as respectivas opções tarifárias associadas a cada uma delas, devendo para tal solicitar a alteração à EDP Comercial que, caso seja necessário, transmitirá este pedido ao operador da rede respetivo.
- 11.2. Quaisquer alterações da potência contratada ou da capacidade utilizada por solicitação do Cliente:
- a) só produzirão efeitos a partir da data da ativação comunicada pelo operador da rede respetivo; e
 - b) poderão levar a uma modificação do Preço, que se aplicará a partir da data a que se refere a alínea anterior.
- 11.3. Fica a cargo do Cliente o pagamento de todos os custos necessários para efetivar as alterações solicitadas, em particular o custo de quaisquer modificações técnicas que venham a ser necessárias realizar nos Pontos de Consumo.

12. Modificação das Condições Gerais e Particulares

- 12.1. A EDP Comercial reserva-se o direito de modificar o conteúdo ou teor de qualquer cláusula das presentes Condições Gerais e/ou das Condições Particulares, incluindo o Preço a cobrar pela energia elétrica, gás natural e/ou pela prestação dos serviços fornecidos pela EDP Comercial.
- 12.2. As modificações contratuais são previamente comunicadas por escrito ao Cliente e consideram-se aceites se, no prazo de 20 (vinte) dias a contar da receção da aludida comunicação pelo Cliente, não houver resolução do contrato pelo Cliente, entrando as mesmas em vigor a partir da data definida pela EDP Comercial para o efeito.
- 12.3. Sempre que uma modificação ao conteúdo ou teor de qualquer cláusula das presentes Condições Gerais e/ou das Condições Particulares constitua uma vantagem objetiva para o Cliente não é aplicável o disposto no número anterior.

13. Informações

- 13.1. As informações sobre as condições contratuais, incluindo as informações constantes, a cada momento, do sítio da internet da EDP Comercial em www.energia.edp.pt para as quais se remeta no presente Contrato e que dele fazem parte integrante, são prestadas ao Cliente antes da celebração do presente Contrato, nos termos legais aplicáveis.
- 13.2. O Cliente pode, sem custos adicionais, consultar informação atualizada sobre o seu consumo, os preços pelo fornecimento de energia elétrica, gás natural e/ou pela prestação dos serviços objeto do presente Contrato e a tarifa de acesso às redes aplicável a consumidores de energia elétrica e/ou gás natural fornecidos por comercializadores livres no sítio da internet da EDP Comercial em www.energia.edp.pt, podendo ainda consultar informação sobre as tarifas aplicáveis no sítio da internet da ERSE em www.erse.pt.

14. Cessação do Contrato

- 14.1. A cessação do presente Contrato pode ocorrer:
- a) por oposição à renovação, por iniciativa do Cliente ou da EDP Comercial, nos prazos estabelecidos na Cláusula 2;
 - b) por revogação por mútuo acordo entre a EDP Comercial e o Cliente;
 - c) por revogação unilateral, a todo o tempo, por iniciativa do Cliente ou da EDP Comercial, mediante notificação por escrito a enviar com uma antecedência mínima de 20 (vinte) dias úteis relativamente à data de produção de efeitos da revogação;
 - d) por resolução, por iniciativa do Cliente, nos termos do disposto na Cláusula 12.2, mediante notificação por escrito a enviar à EDP Comercial;
 - e) por resolução, por iniciativa da EDP Comercial (i) nos termos do disposto na Cláusula 6.4, mediante notificação por escrito a enviar ao Cliente com uma antecedência de, pelo menos, 20 (vinte) dias úteis relativamente à data de produção de efeitos da resolução, ou (ii) no caso de se ter verificado a interrupção do fornecimento de energia eléctrica e/ou gás natural por causa imputável ao Cliente, mediante simples notificação escrita enviada ao Cliente, sendo que neste caso a resolução terá efeitos imediatos.

- 14.2. Caso o Cliente pretenda opor-se à renovação, revogar unilateralmente ou resolver o presente Contrato, nos termos do disposto na presente Cláusula, poderá entregar a notificação escrita a que se refere o número anterior através de carta registada com aviso de receção.
- 14.3. As Condições Particulares prevêem, no caso de contratos celebrados à distância com consumidores, isto é com qualquer pessoa singular que actue com fins que não pertençam ao âmbito da sua actividade profissional, o direito de livre resolução pelo consumidor durante o período de reflexão de 14 (catorze) dias subsequentes à celebração do presente Contrato, nos termos legais aplicáveis.
- 14.4. O Cliente ou a EDP Comercial podem, nos termos do n.º 1, promover a cessação do fornecimento de determinado produto ou da prestação de determinado serviço sem que tal importe a cessação do presente Contrato, enquanto se mantiver o fornecimento ou a prestação de algum produto ou serviço.
- 14.5. A cessação do presente Contrato nos casos das alíneas a), c) e d) do n.º 1 não importa qualquer obrigação de indemnização pelo Cliente, sem prejuízo dos montantes devidos e responsabilidades exigíveis nos termos legais e contratuais aplicáveis.

15. Cessão da Posição Contratual

- 15.1. A EDP Comercial poderá ceder livremente, total ou parcialmente, a terceiras entidades com as quais se encontre em relação de domínio ou de grupo os direitos e obrigações decorrentes do presente Contrato, devendo para o efeito enviar uma notificação por escrito ao Cliente informando-o da cessão.

16. Confidencialidade e Dados Pessoais

- 16.1. O Cliente compromete-se a não divulgar a terceiros as condições comerciais estabelecidas no presente Contrato, salvo consentimento, expresso por escrito, da EDP Comercial ou para efeito de exercício legítimo de direito.
- 16.2. A EDP Comercial compromete-se a não divulgar a terceiros quaisquer informações que lhe tenham sido fornecidas pelo Cliente no âmbito do processo de elaboração de propostas comerciais apresentadas pela EDP Comercial ao Cliente, salvo consentimento, expresso por escrito, do Cliente ou para efeito de exercício legítimo de direito.
- 16.3. Qualquer alteração dos elementos constantes do Contrato relativos à identificação do Cliente, deve ser comunicada por este à EDP Comercial mediante notificação por escrito ou por telefone, devendo ainda o Cliente apresentar comprovativo da alteração verificada, quando tal lhe for solicitado pela EDP Comercial.
- 16.4. Caso tal seja autorizado pelo Cliente, o acesso por outro comercializador aos dados do Cliente deve ser efetuado nos termos da legislação e/ou regulamentação aplicável e será gratuito.

17. Comunicações

- 17.1. O Cliente aceita que a EDP Comercial o notifique, para todos os efeitos previstos no presente Contrato, através de correio normal, correio eletrónico ou sms (sempre que este meio se revele adequado à transmissão de todo o conteúdo da comunicação), bem como que o contacte, para efeitos de comercialização de quaisquer produtos e serviços ou qualquer outra finalidade conexa ou relacionada com o presente Contrato, por qualquer daqueles meios ou por via telefónica.
- 17.2. Em particular, o Cliente aceita que as modificações ao Preço a cobrar pela energia elétrica, gás natural e/ou pela prestação dos serviços fornecidos pela EDP Comercial lhe possam ser notificadas por escrito, em campo autónomo, nas faturas a emitir pela EDP Comercial.
- 17.3. As notificações do Cliente à EDP Comercial, para todos os efeitos previstos no presente Contrato, são realizadas por correio eletrónico ou por correio normal para os endereços identificados nas Condições Particulares ou no sítio na internet em www.energia.edp.pt.

18. Reclamações

- 18.1. Os Clientes poderão apresentar reclamações por escrito, com identificação do nome completo e do número de um documento identificativo, devendo ser acompanhadas, se necessário, de outra documentação considerada relevante.
- 18.2. As reclamações poderão ser apresentadas:
- a) por correio normal dirigido à EDP Comercial, Praça Marquês de Pombal, 13, 1250-162 Lisboa;
 - b) por correio normal dirigido ao respectivo gestor do Cliente, se aplicável; e
 - c) por formulário on-line no sítio na internet em www.energia.edp.pt.
- 18.3. A reclamação deverá ser apresentada no prazo máximo de 30 (trinta) dias a contar do conhecimento dos factos pelo Cliente.
- 18.4. O tratamento das reclamações será gratuito para o Cliente.

19. Resolução de Conflitos

- 19.1. O Cliente pode submeter à mediação voluntária independente do provedor do cliente da EDP, através do sítio na internet em www.provedordocliente.edp.pt, os conflitos que tenham surgido na sequência de reclamação apresentada, sendo o respetivo procedimento gratuito para o Cliente.
- 19.2. O Cliente, sempre que seja um consumidor para os efeitos previstos na lei, pode igualmente submeter os conflitos de qualquer natureza relativos ao presente Contrato às entidades responsáveis pela defesa e promoção dos direitos dos consumidores, nomeadamente a Direção-Geral do Consumidor ou aos mecanismos de arbitragem e mediação que se encontrem ou venham a ser legalmente constituídos, incluindo os disponibilizados pela ERSE e a arbitragem necessária junto dos centros de arbitragem de conflitos de consumo legalmente autorizados.
- 19.3. Qualquer das Partes pode ainda sujeitar a resolução dos conflitos de qualquer natureza emergentes ou relacionados com o presente Contrato aos tribunais competentes.

20. Legislação Aplicável

- 20.1. Ao presente Contrato, incluindo a sua interpretação, aplicação e execução, bem como às situações omissas, aplica-se a lei Portuguesa, incluindo, nomeadamente, os Regulamentos das Relações Comerciais do Setor Elétrico e do Setor do Gás Natural, os Regulamentos da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico e do Setor do Gás Natural e o Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.



Resultados da sessão de atribuição de potência realizada a 29 de Julho de 2016

Nota informativa:

1 - A potência de ligação à rede é atribuída aos registos aceites em cada uma das categorias I, II, e III, com oferta de desconto mais alto que couberem na quota de potência estabelecida na programação definida pela DGEG, ao abrigo do disposto no n.º 3 do artigo 29.º do Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro.

2 - Em caso de empate que impossibilite determinar quais os registos aceites suscetíveis de caberem na quota de potência a que se refere o número anterior, o SERUP, complementarmente, procede à reordenação destes registos segundo a ordem de precedência da aceitação dos registos na data da sessão de atribuição, sendo a potência atribuída segundo esta ordem e até ao limite da quota estabelecida.

3 - Consideram-se em situação de empate os registos aceites que não possam ser hierarquizados nos termos e para os efeitos previstos no n.º 1 e cujo somatório das potências de ligação à rede extravase a quota de potência a atribuir na respetiva sessão de atribuição de potência.

4 - Os registos que não possam obter potência de ligação em uma dada sessão de atribuição de potência transitam para a seguinte e assim sucessivamente, sem prejuízo do disposto nos números seguintes.

5 - Para efeitos do disposto no número anterior, o titular de registo aceite pode alterar o desconto oferecido na sessão anterior, no prazo de 10 dias úteis após o fecho da sessão em que não obteve potência de ligação, findo o qual o SERUP encerra a possibilidade de alteração, sem prejuízo do disposto no número seguinte.

6 - É obrigatória a alteração ou confirmação do desconto oferecido nas seguintes situações:

- a) Quando permaneça inalterado o desconto oferecido em um registo aceite, durante três sessões seguidas, sem que obtenha potência atribuída;
- b) Quando o registo aceite se apresente a uma sessão de atribuição de potência a realizar no ano seguinte, devendo neste caso, o titular proceder à alteração ou à confirmação do desconto oferecido, no prazo de 10 dias úteis após o final do ano.

7 - A tarifa aplicável ao registo selecionado na sessão de atribuição de potência é a mais alta que resultar do apuramento, em cada sessão, das maiores ofertas de desconto apresentadas pelos titulares dos registos que se apresentaram à sessão e ficaram em situação elegível para atribuição de potência de ligação.

(De acordo com o disposto nos n.ºs 3 a 7 do art.º 9.º e no art.º 10.º da Portaria n.º 14/2015, de 23 de janeiro com a redação dada pela Portaria n.º 60-E/2015, de 2 de março.)



MINISTÉRIO DA ECONOMIA



Direção Geral
de Energia e Geologia

CATEGORIA I

Não houve registos presentes a sessão de atribuição de potência.

CATEGORIA II

N.º de Pedido	Potência de ligação (kW)	Fonte	Data de Aceitação de registo	Desconto	Potência atribuída (Sim/Não)	Tarifa aplicável (e/kWh)	N.º de cadastro
333/UPP	4	Solar	25-07-2016	0,001	Sim	0,1049	UPP37105
330/UPP	250	Solar	28-07-2016	0,001	Sim	0,1049	UPP37106
324/UPP	250	Solar	14-07-2016	0,0002	Sim	0,1049	UPP37107
329/UPP	70	Solar	14-07-2016	0,0001	Sim	0,1049	UPP37108

Saldo resultante da atribuição de potência na Categoria II:

Potência a atribuir (kW)	1321,10
Potência atribuída (kW)	574
Saldo (kW)	747,10



MINISTÉRIO DA ECONOMIA




Direção Geral
de Energia e Geologia

CATEGORIA III

N.º de Pedido	Potência de ligação (kW)	Fonte	Data de Aceitação de registo	Desconto	Potência atribuída (Sim/Não)	Tarifa aplicável (e/kWh)	N.º de cadastro
332/UPP	10,35	Solar	26-07-2016	0,002	Sim	0,0990	UPP37109
328/UPP	10	Solar	14-07-2016	0,001	Sim	0,0990	UPP37110
318/UPP	48	Solar	22-07-2016	0,001	Sim	0,0990	UPP37114
309/UPP	7	Solar	26-07-2016	0,001	Sim	0,0990	UPP37115
335/UPP	20	Solar	28-07-2016	0,001	Sim	0,0990	UPP37112
317/UPP	46	Solar	29-07-2016	0,001	Sim	0,0990	UPP37111

Saldo resultante da atribuição de potência na Categoria III:

Potência a atribuir (kW)	2598,02
Potência atribuída (kW)	141,35
Saldo (kW)	2456,67

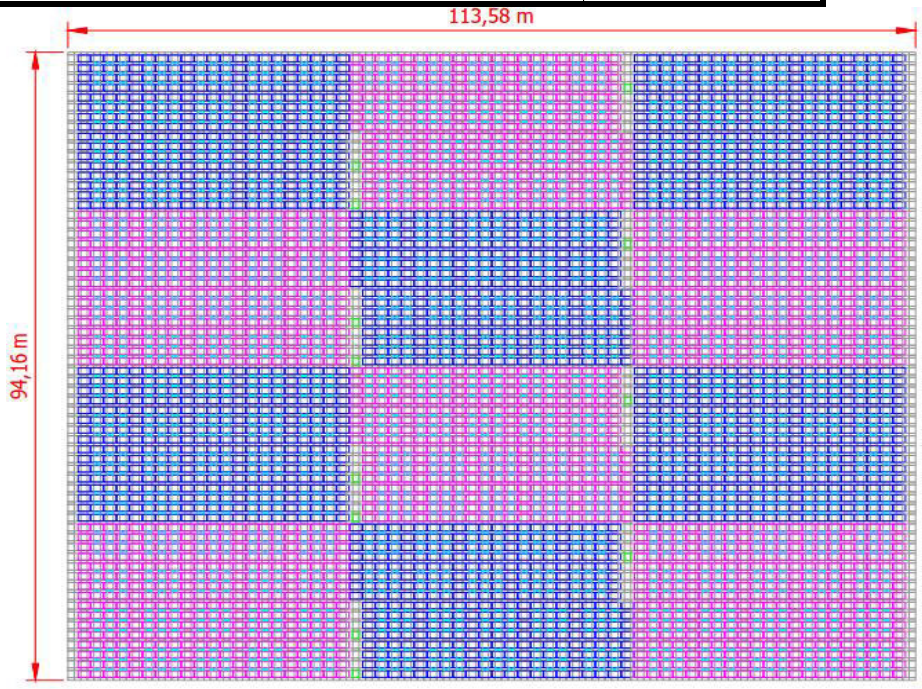
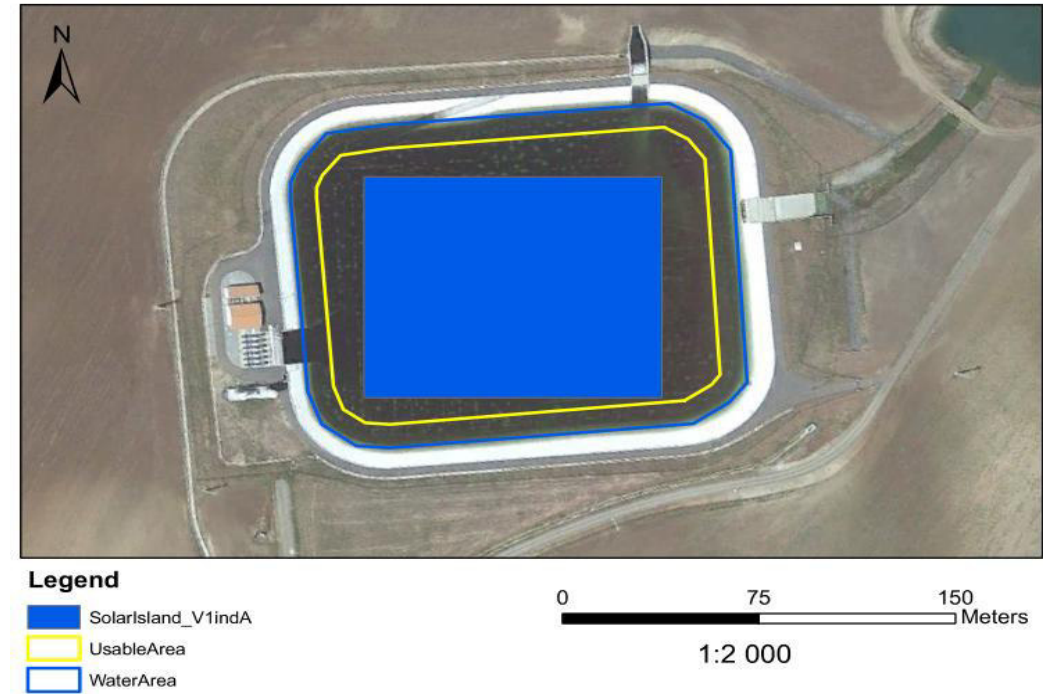
WPT012_TP01_Calepinage			Date of Update :	Version
	Project Name	BERINGEL	30/07/2015	1
	Type of project	Floating	Updated by :	Indice
	Power of project	1 MVA	WL	A

CONFIDENTIAL

Solar Island Scale	
Total PV panel number	4,032
PV panel capacity (Wp)	260
PV panel reference	REC PE 260
Solar Island Capacity (kWp)	1,048.32
Length (m)	113.580
Width (m)	94.160
Area (m²)	10,694.693

PV array Scale	
Total water area (m²)	22,367.172
Available water area (m²)	17,047.187
Number of solar islands	1
Total capacity (kWp)	1,048.32
Total area on water (m²)	10,694.693
Covering ratio (= PV array area / water area)	0.48
Capacity ratio (= PV capacity / water area = Wp/m²)	46.87

System scale (inverters, transformers)	
Number of inverters	2
Inverters capacity (kVA)	500
Inverters reference	500 CP-XT
DC/AC ratio (global)	1.05
Strings configuration (number of PV panels per string)	21
Junction boxes configuration (number of string per junction box)	16
Number of junction boxes	12



WPT012_BERINGEL

V1indA

1048.32 kWp: 4032 PV panels of 260 Wp,
1000 kVA: 2 inverters of 500 kVA




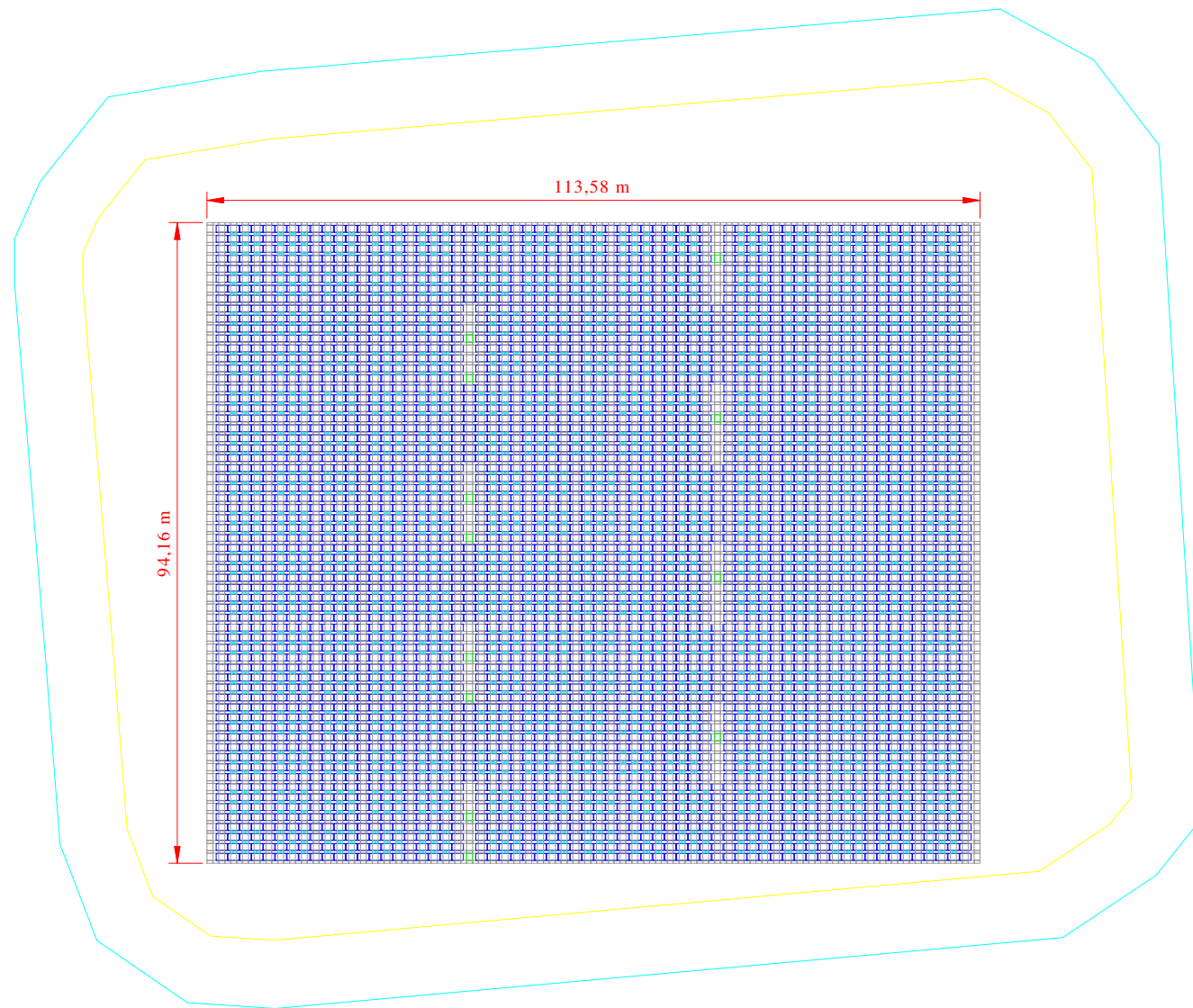
Legend

-  SolarIsland_V1indA
-  UsableArea
-  WaterArea

0 75 150
Meters

1:2 000

 CONFIDENTIAL	Project	WPT012_BERINGEL
	Update by	William LIBER
	Date of update	30/07/15



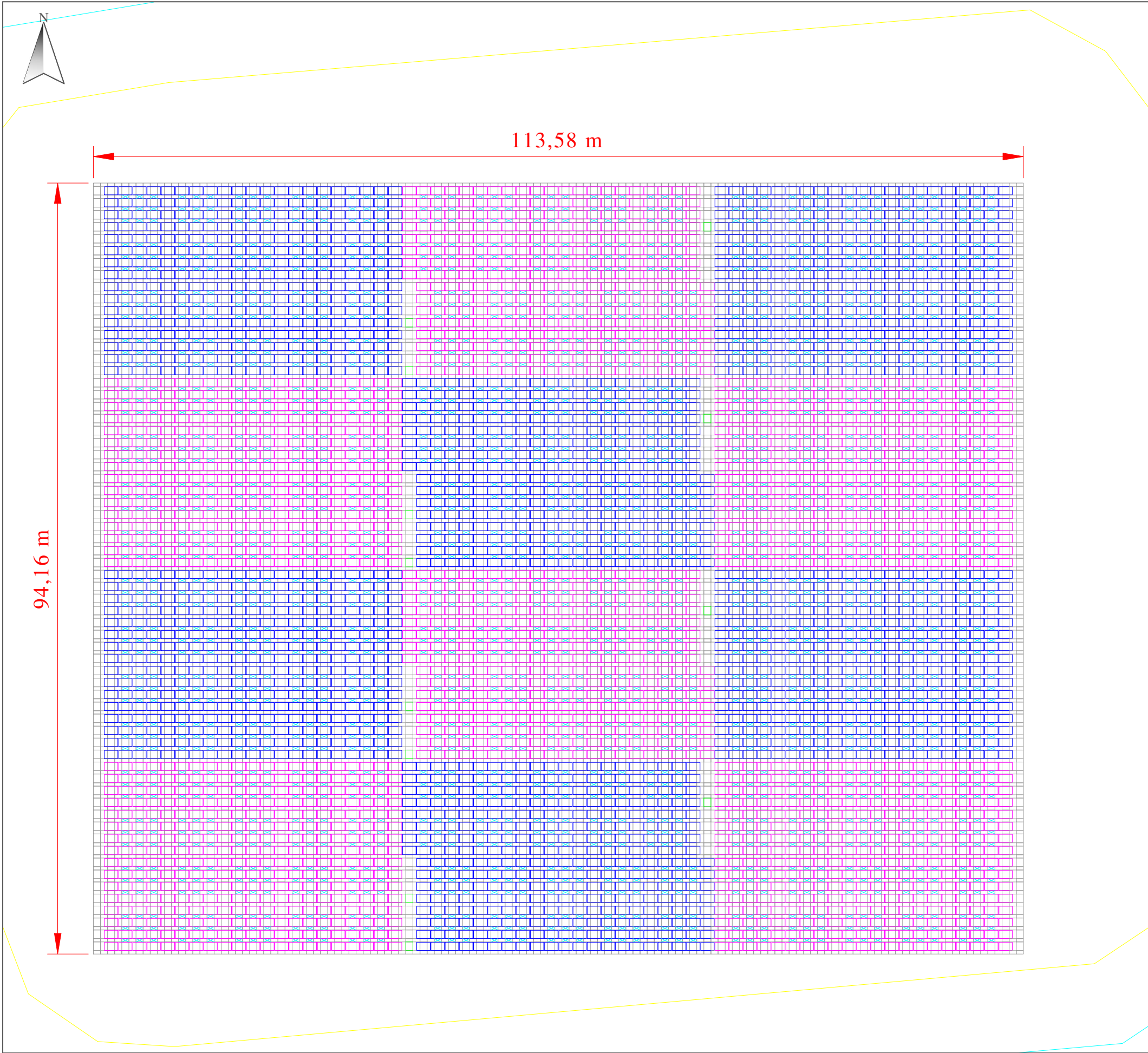
PORTUGAL

Gaps between floats (Eco configuration)








Layout : A3

[illegible]



Floating PV plant project

PORTUGAL

	Usable area
	Support for Junction boxes
	PV panels (colored per junction box)
	Floats HYDRELIO
	Gaps between floats (Eco configuration)



Layout : A3

[illegible]

PVSYST V5.73					30/07/15	Page 1/3
Grid-Connected System: Simulation parameters						
Project :		BERINGEL				
Geographical Site		BERINGEL		Country	PORTUGAL	
Situation		Latitude	38.1°N	Longitude	8.0°W	
Time defined as		Legal Time	Time zone UT+0	Altitude	175 m	
		Albedo	0.10			
Meteo data :		BERINGEL from NASA-SSE, Synthetic Hourly data				
Simulation variant :		V1indA				
		Simulation date	30/07/15 19h30			
Simulation parameters						
Collector Plane Orientation		Tilt	12°	Azimuth	0°	
64 Sheds		Pitch	1.47 m	Collector width	1.00 m	
Inactive band		Top	0.00 m	Bottom	0.00 m	
Shading limit angle		Gamma	22.91 °	Occupation Ratio	68.0 %	
Shadings electrical effect		Cell size	15.6cm	Strings in width	1	
Horizon		Free Horizon				
Near Shadings		Mutual shadings of sheds	Electrical effect			
PV Array Characteristics						
PV module		Si-poly	Model	REC 260PE		
			Manufacturer	REC		
Number of PV modules		In series	21 modules	In parallel	192 strings	
Total number of PV modules		Nb. modules	4032	Unit Nom. Power	260 Wp	
Array global power		Nominal (STC)	1048 kWp	At operating cond.	944 kWp (50°C)	
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	584 V	I mpp	1618 A	
Total area		Module area	6653 m²	Cell area	5887 m²	
Inverter		Model	Sunny Central 500CP XT			
		Manufacturer	SMA			
Characteristics		Operating Voltage	430-850 V	Unit Nom. Power	500 kW AC	
Inverter pack		Number of Inverter	2 units	Total Power	1000 kW AC	
PV Array loss factors						
Thermal Loss factor		Uc (const)	29.0 W/m²K	Uv (wind)	1.5 W/m²K / m/s	
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind=1 m/s.)				NOCT	44 °C	
Wiring Ohmic Loss		Global array res.	12 mOhm	Loss Fraction	3.0 % at STC	
Array Soiling Losses				Loss Fraction	1.0 %	
Module Quality Loss				Loss Fraction	0.0 %	
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	2.0 % at MPP	
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05	
User's needs :		Unlimited load (grid)				

Project :

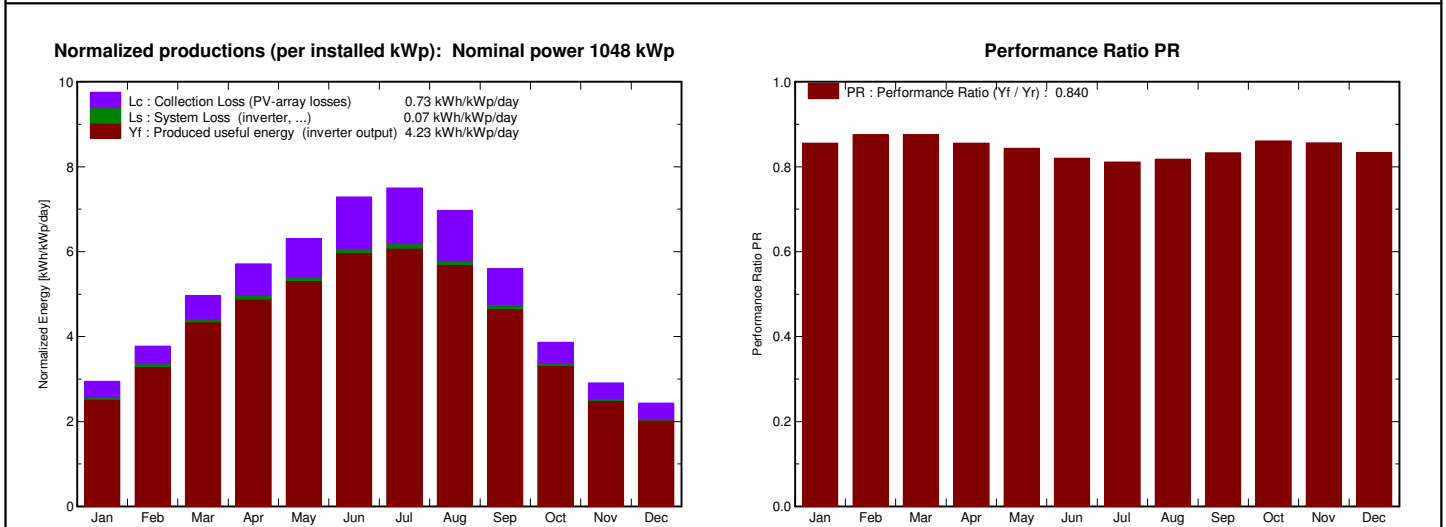
Simulation variant :

BERINGEL

V1indA

Main system parameters		System type	Grid-Connected	
PV Field Orientation	Sheds disposition, tilt	12°	azimuth	0°
PV modules	Model	REC 260PE	Pnom	260 Wp
PV Array	Nb. of modules	4032	Pnom total	1048 kWp
Inverter	Model	Sunny Central 500CP XT	Pnom	500 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	2.0	Pnom total	1000 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Main simulation results				
System Production	Produced Energy	1617 MWh/year	Specific prod.	1543 kWh/kWp/year
	Performance Ratio PR	84.0 %		



V1indA

Balances and main results

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	%	%
January	73.5	9.20	91.4	83.0	83.4	82.0	13.71	13.48
February	89.6	10.30	105.7	99.7	98.6	97.0	14.03	13.80
March	138.3	13.30	153.9	147.7	143.6	141.3	14.03	13.80
April	162.9	15.40	171.4	164.6	156.3	153.7	13.71	13.48
May	193.1	19.30	195.5	188.4	175.8	172.9	13.51	13.29
June	220.8	24.20	218.6	211.0	191.3	188.0	13.16	12.93
July	232.8	27.00	232.6	224.9	201.1	197.8	13.00	12.78
August	208.6	26.20	216.2	208.4	188.3	185.3	13.09	12.88
September	153.9	23.00	168.1	161.6	149.3	146.8	13.35	13.12
October	105.7	18.30	119.8	114.1	109.9	108.1	13.79	13.57
November	72.9	13.70	87.4	81.1	79.8	78.5	13.73	13.50
December	61.1	10.90	75.6	66.8	67.2	66.0	13.37	13.14
Year	1713.2	17.61	1836.0	1751.2	1644.7	1617.2	13.47	13.24

Legends:

GlobHor

T Amb

GlobInc

GlobEff

Horizontal global irradiation

Ambient Temperature

Global incident in coll. plane

Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray

E_Grid

EffArrR

EffSysR

Effective energy at the output of the array

Energy injected into grid

Effic. Eout array / rough area

Effic. Eout system / rough area

Grid-Connected System: Loss diagram

Project : BERINGEL

Simulation variant : V1indA

Main system parameters	System type	Grid-Connected		
PV Field Orientation	Sheds disposition, tilt	12°	azimuth	0°
PV modules	Model	REC 260PE	Pnom	260 Wp
PV Array	Nb. of modules	4032	Pnom total	1048 kWp
Inverter	Model	Sunny Central 500CP XT	Pnom	500 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	2.0	Pnom total	1000 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Loss diagram over the whole year

